PROJETO DE P&D "PANORAMA E ANÁLISE COMPARATIVA DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL COM TARIFAS PRATICADAS EM PAÍSES SELECIONADOS, CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DO MODELO INSTITUCIONAL VIGENTE"

RELATÓRIO IV

ASPECTOS CONCEITUAIS DA REGULAÇÃO ECONÔMICA, MODELO TARIFÁRIO E MECANISMO DE FORMAÇÃO DAS TARIFAS NOS 25 PAÍSES ESTUDADOS

JUNHO/2015

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 6
1.1 Objetivo 6
1.2 Organização do Relatório 8

2 ASPECTOS CONCEITUAIS DA REGULAÇÃO 9
2.1 Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de Retorno (*Cost of Service* ou *Rate of Return*) 11
2.2 *Performance Based Regulation* (Regulação Baseada em Performance ou em Incentivos a Performance) - PBR 13
2.3 Regulação por Preço Teto ou Receita Máxima 14
2.4 Yardstick Competition – Regulação Mediante Concorrência Referencial 18
2.5 Regulação por Repartição de Lucros (*Earning and Sharing Regulation*) 20
2.6 A Nova Regulação do Setor Elétrico – Reformas de Terceira Geração: Breve Relato sobre o Caso do Reino Unido 20
2.7 Procedimentos Regulatórios Adotados para Determinação das Componentes da Tarifa de Distribuição 21

3 ARGENTINA 27
3.1 Estrutura do Setor Elétrico Argentino 27
3.2 Modelo Tarifário 29
3.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 30

4 COLÔMBIA 34
4.1 Estrutura do Setor Elétrico 34
4.2 Modelo Tarifário 38
4.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 38

5 MÉXICO 56
5.1 Estrutura do Setor Elétrico 56
5.2 Modelo Tarifário 59
5.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 61

6 CHILE 66
6.1 Estrutura do Setor Elétrico 66
6.2 Modelo Tarifário 68

6.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 69

7 ESTADOS UNIDOS 75
7.1 Estrutura do Setor Elétrico 75
7.2 Modelo Tarifário 92
7.3 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso da California 94
7.4 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso de Illinois 98
7.5 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso de Nova York 101
7.6 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso de Texas 105

8 CANADÁ - QUEBEC 108
8.1 Estrutura do Setor Elétrico 108
8.2 Modelo Tarifário 109
8.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 110

9 PORTUGAL 119
9.1 Estrutura do Setor Elétrico 119
9.2 Modelo Tarifário 124
9.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 125

10 ESPANHA 142
10.1 Estrutura do Setor Elétrico 142
10.2 Modelo Tarifário 144
10.3 Mecanismo de Formação de Tarifa – Período 2009-2012 147
10.4 Mecanismo de Formação de Tarifa – Modelo Posterior a 2013 153

11 ITÁLIA 161
11.1 Estrutura do Setor Elétrico 161
11.2 Modelo Tarifário 164
11.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 165

12 REPÚBLICA TCHECA 173
12.1 Estrutura do Setor Elétrico 173
12.2 Modelo Tarifário 177
12.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 178

13 FRANÇA 182
13.1 Estrutura do Setor Elétrico 182
13.2 Modelo Tarifário 184

13.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 185

14 SUÉCIA 201
14.1 Estrutura do Setor Elétrico 201
14.2 Modelo Tarifário 204
14.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 205

15 FINLÂNDIA 209
15.1 Estrutura do Setor Elétrico 209
15.2 Modelo Tarifário 212
15.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 214

16 NORUEGA 224
16.1 Estrutura do Setor 224
16.2 Modelo Tarifário 227
16.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 230

17 REINO UNIDO 236
17.1 Estrutura do Setor Elétrico 236
17.2 Modelo Tarifário 240
17.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 243

18 ALEMANHA 248
18.1 Estrutura do Setor Elétrico 248
18.2 Modelo Tarifário 250
18.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 251

19 JAPÃO 257
19.1 Estrutura do Setor Elétrico 257
19.2 Modelo Tarifário 261
19.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 264

20 CHINA 267
20.1 Estrutura do Setor Elétrico 267
20.2 Modelo Tarifário 272
20.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 274

21 COREIA DO SUL 281
21.1 Estrutura do Setor Elétrico 281

21.2 Modelo Tarifário 285
21.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 287

22 ÁFRICA DO SUL 290
22.1 Estrutura do Setor Elétrico 290
22.2 Modelo Tarifário 295
22.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 297

23 RÚSSIA 307
23.1 Estrutura do Setor Elétrico 307
23.2 Modelo Tarifário 312
23.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 313

24 ÍNDIA330
24.1 Estrutura do Setor Elétrico 330
24.2 Modelo Tarifário 335
24.3 Mecanismo de Formação de Tarifa 336

25 CONCLUSÕES 345
25.1 Estrutura do Setor: Verticalização versus Desverticalização e Abertura da Comercialização no Varejo 349
25.2 A Regulação da Distribuição de Energia Eletrica 352
25.3 A Aplicação de Medidas de Eficiência na Regulação da Distribuição de Energia Eletrica 357
25.4 Tabela Resumo 364

26 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 365

1 INTRODUÇÃO

1.1 Objetivo

O presente documento corresponde ao 4º Relatório previsto no Projeto de P&D "Panorama e Análise comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas praticadas em Países Selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente".

O P&D em questão tem como objetivo principal realizar uma análise comparativa das tarifas de energia elétrica praticadas internacionalmente, e a partir de tal análise buscar identificar as razões de tais discrepâncias, seja por conta da configuração e estruturação do sistema elétrico do país, do modelo de regulação aplicado e/ou dos insumos energéticos utilizados para na geração de energia elétrica.

O Relatório 4 tem como objetivo específico apresentar os modelos tarifários vigentes em cada um dos países e os mecanismos de formação da tarifa de distribuição de energia elétrica. De forma complementar, também se apresenta a estrutura do setor elétrico e parte do marco institucional do setor dos países em estudo.

Nesse contexto, as principais perguntas a serem respondidas no estudo são:

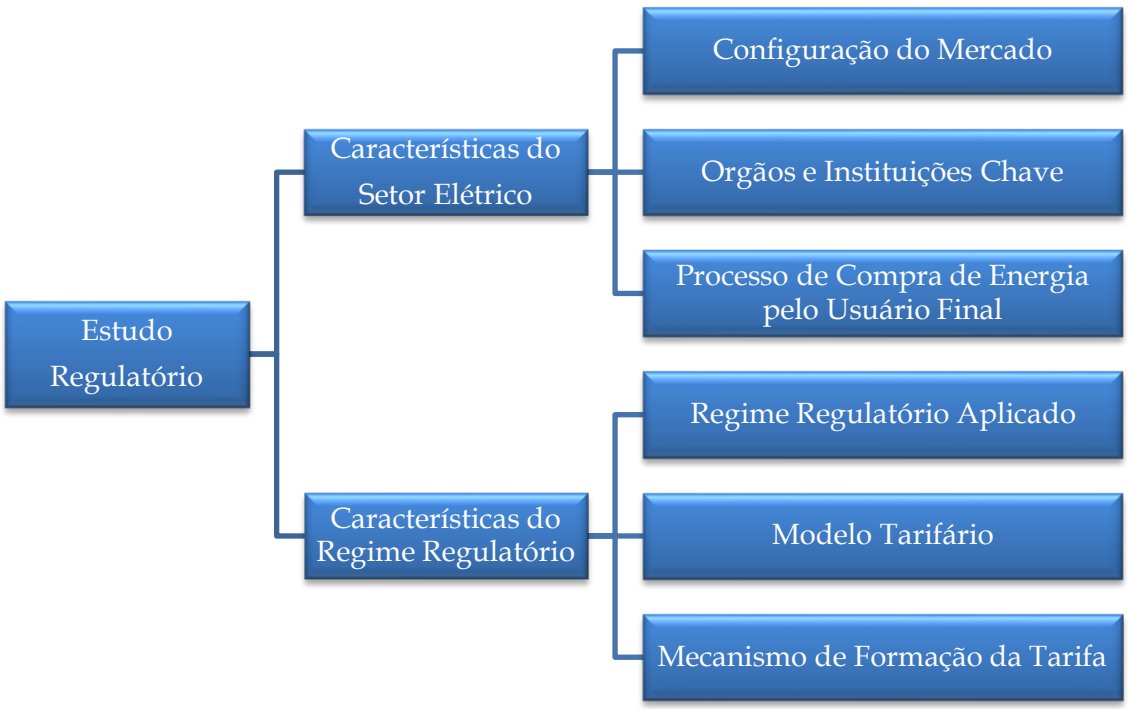
- Como é a atual estrutura do setor elétrico:
  - → Se o mercado está verticalizado ou desverticalizado;
  - → Como está separada a atividade de distribuição de energia elétrica;
- Existência e identificação do órgão ou instituição competente responsável pela fixação das tarifas;
- Existência de procedimentos de revisão de tarifas praticadas e periodicidade da sua execução;
- Procedimentos adotados para a comercialização de energia para o consumidor final:
  - → Se a distribuidora é responsável pela compra de energia elétrica ou se o consumidor tem liberdade para contratar o fornecimento de energia elétrica de qualquer comercializadora.
- Definição do Modelo tarifário utilizado na determinação das tarifas fio de distribuição de energia elétrica:
  - → P*rice cap, revenue cap, costplus*, por exemplo. Ou mesmo, se são aplicados modelos híbridos, que mesclam conceitos do *price cap*,

por exemplo, com *yardstick competition* ou medidas de incentivo a *performance*.

- Definição do mecanismo de formação da tarifa final de energia elétrica:
  - → Apresentação das fórmulas paramétricas aplicadas e dos parâmetros analisados regulatoriamente;
  - → Identificação do tratamento regulatório dado as componentes da tarifa, como custos operacionais, investimentos, perda e qualidade de serviço.

A análise tanto do modelo tarifário aplicado quanto dos mecanismos utilizados em cada um dos países para a determinação das componentes de distribuição na tarifa tem como objetivo final a identificação de como os fatores listados acima são capazes de explicar parte das diferenças tarifárias apresentadas ao longo do desenvolvimento dos estudos do P&D. O esquema da **Figura 1** mostra de forma sintética as informações que se almeja analisar.

Figura 1 – Composição do Estudo Regulatório



Fonte: Elaboração Própria.

A análise considera as informações dos procedimentos regulatórios de 25 países. Os países analisados compreendem uma amostra de mercados pertencentes à América Latina, América do Norte, Europa, Ásia e África.

Os países analisados são os seguintes:

Figura 2 – Países analisados no estudo

America Latina
•Argentina, Chile, México e Colômbia
América do Norte
•Estados Unidos e Canadá
Europa
•Portugal, Espanha, Itália, República Tcheca, França, Suécia, Noruega, Finlândia, Reino Unido, Alemanha e Russia
Ásia
• Japão, China, Coreia do Sul e Índia
África
• África do Sul

A seguir será apresentada a organização do trabalho.

1.2 Organização do Relatório

O presente relatório está organizado em 26 capítulos. No primeiro capítulo são apresentadas as motivações e objetivos do estudo, além da apresentação dos países cujo modelo regulatório e mecanismos de formação de tarifa são analisados. O objetivo central do capítulo 1 é a apresentação do objeto de estudo do relatório bem como sua contextualização dentro dos objetivos do P&D. Também no capítulo 1 é mostrada a organização e conteúdo a ser abordado nos capítulos subsequentes do estudo.

Dado que o cerne do estudo é a análise do contexto regulatório, do modelo tarifário e dos mecanismos de formação da tarifa de distribuição, no capítulo 2 é apresentado um rol de modelos regulatórios normalmente utilizados, e os procedimentos mais comuns usados na determinação de componentes da tarifa (custos operacionais, investimentos, tratamento de perdas e qualidade de serviço). A intenção deste capítulo é fornecer ao leitor uma base de conhecimento mínima para o entendimento e apreciação das diferentes abordagens regulatórias utilizadas nos diferentes países apresentados no estudo.

Tendo sido definidos os aspectos conceituais e teóricos dos modelos regulatórios existentes, o próximo passo do estudo corresponde à análise propriamente dita de cada um dos países. Essa análise se desenvolve do capítulo 3 ao 24, onde cada um deles representa um país, apresentando a formação da tarifa e modelo tarifário de cada um dos 25 países estudados.

Por fim, no capítulo 25 são apresentadas as principais conclusões extraídas da análise regulatória, tendo como foco o estabelecimento de uma relação entre as características regulatórias dos países e as tarifas finais de energia elétrica praticada. No capítulo 26, a lista de referência bibliográficas utilizadas nesse trabalho.

2 ASPECTOS CONCEITUAIS DA REGULAÇÃO

As indústrias de rede de energia elétrica (seja distribuição ou transmissão) são geralmente caracterizadas por economias de escala e escopo, sendo a estas conferidas a denominação de monopólio natural. Devido a tal fato, a teoria econômica justifica a regulação de tais atividades, pois um monopolista não regulado tenderá a fixar preços muito altos quando comparado com a qualidade do serviço prestado. Dentro desse contexto, o Regulador tem como função determinar o nível e estrutura das tarifas de transmissão e de distribuição de energia elétrica capazes de maximizar o bem estar social, assegurando que os níveis de qualidade de serviço e quantidade de energia elétrica demandada pela sociedade sejam atendidos.

Para que seja assegurada tanto a qualidade do serviço quanto o atendimento à demanda, o nível de preços estabelecido deve ser capaz de permitir o bom funcionamento das empresas reguladas (ou seja, cobrir os seus custos operacionais e de investimentos) e evitar que aufiram benefícios extraordinários. Tais preços não podem ser igualados aos custos marginais do serviço prestado, pois o uso do mesmo para a fixação das tarifas pode ter como consequência perdas para a empresa caso os custos marginais não cubram seus custos. No entanto, nas situações em que os custos marginais superarem os custos médios de produção, a empresa estará incorrendo em ganhos extraordinários. A tarifa adequada é, na realidade, aquela que satisfaz as condições de equilíbrio econômico-financeiro da empresa, fornece sinais adequados aos consumidores para o uso racional da energia e que também atende os princípios de equidade, justiça, estabilidade e razoabilidade. Finalmente, as tarifas devem ser simples o suficiente para serem entendidas pelos usuários.

Do ponto de vista estritamente econômico, o regulador busca que o preço médio cobrado pelo distribuidor ou transmissor de energia elétrica coincida

com o custo médio de longo prazo. Em outras palavras, que as receitas totais provenientes da venda de eletricidade, com base numa dada tarifa, se igualem aos custos totais resultantes da operação e manutenção do serviço prestado, incluindo evidentemente na rubrica "Custos", a remuneração adequada para os investimentos realizados pela empresa regulada. Devido a questões de assimetria da informação, a determinação dos custos reais das empresas reguladas se apresenta como uma tarefa um tanto complexa. Dessa forma os reguladores do setor elétrico tendem a adotar métodos econômicos e mecanismos regulatórios como forma de incentivar as empresas reguladas a melhorarem sua eficiência por meio da redução de custos.

Nos modelos de regulação empregados mundialmente são aplicadas restrições aos preços e/ou às receitas das companhias reguladas ou aos seus lucros. Os mecanismos regulatórios mais amplamente utilizados são:

- → Regulação por Custo de Serviço (*Cost of Service* ou ainda *Cost Plus*) ou pela Taxa de Retorno (*Rate of Return*);
- → Regulação por Preço Teto (*Price Cap*) ou Regulação por Receita Máxima (*Revenue Cap*);
- → *Yardstick Competition* (ou *benchmarking*, regulação mediante competição referencial);
- → Métodos híbridos (combinações dos métodos anteriores), tais como Regulação por participação nos lucros *(Earnings-sharing*), determinação de bandas de preços (piso e teto), entre outros.

As diferenças entre os métodos podem ser analisadas sob a ótica dos riscos internalizados em cada um deles. No caso da regulação que aplica puramente a taxa de retorno, o risco está alocado estritamente no consumidor, enquanto na regulação por preço teto, grande parte do risco recai sobre o concessionário do serviço em questão. Em contrapartida ao maior risco, uma das vantagens no caso do preço teto está no fato do empresário pode auferir mais lucros, caso atue de forma eficiente, podendo então se apropriar de um montante maior de renda por um determinado período de tempo.

De fato, a regulação no mundo tem caminhado para a aplicação de métodos de regulação por incentivos (que aplicam algum teto de preços ou de receitas), muito mais que os métodos do tipo custo de serviço ou taxa de retorno, evitando-se o danoso efeito de superinvestimento ineficiente (efeito Averch-Johnson).

Também se observa o uso cada vez mais intenso de análises comparativas (benchmarking) em combinação com preço-teto ou receita máxima. E o uso de análises dessa natureza e da aplicação de medidas de desempenho (tanto para a qualidade de serviço quanto para aprovação de plano de negócios de

investimento) também permeia a regulação de países/regiões que usam o método regulatório de custo de serviço.

Mais recentemente, tem havido intensa discussão, principalmente nos países europeus, a respeito do tipo de regulação deve ser empregada em um cenário de alta volatilidade de preços e disponibilidade de combustíveis, onde existe forte investimento para a implantação de redes inteligentes, e de medidas de eficiência energética. Esta conjunção de fatores tem impactos não somente sobre a demanda por energia elétrica, mas também sobre os montantes de investimentos necessários e o tempo de maturação dos investimentos. Somam-se a isso a ampliação da penetração do uso de fontes renováveis de energia, muitas delas intermitentes, motivadas por questões de desenvolvimento sustentável e de restrições ambientais, que tende a encarecer o preço da energia elétrica.

Um bom exemplo de resposta a essa nova conjuntura foi dada pelo Regulador do Reino Unido (*Office of Gas and Electricity Markets - OFGEM*), que introduziu grandes modificações no modelo de regulação a ser aplicado no próximo ciclo regulatório da distribuição de energia elétrica e de gás. Esse novo conceito regulatório, intitulado Modelo RIIO[1], já foi aplicado na revisão tarifária do setor de gás inglês. Essa "nova" regulação se baseia na definição de um conjunto de objetivos ou produtos sob os quais as empresas planejam, investem e são compensadas (ou penalizadas) em função do cumprimento de objetivos impostos. O período de atendimento dos respectivos objetivos é de 8 anos. Os objetivos e/ou produtos definidos estão associados aos seguintes itens:

- Nível de confiabilidade;
- Segurança e qualidade do serviço;
- Nível de satisfação dos consumidores;
- Impacto Ambiental;
- Conexão da Geração Distribuída.

A seguir detalha-se um pouco dos mecanismos regulatórios mais amplamente utilizados, listados acima.

2.1 Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de Retorno (*Cost of Service* ou *Rate of Return*)

A regulação por custo de serviço foi o primeiro mecanismo de regulação utilizado para determinar as tarifas de serviço de eletricidade, tendo sua primeira aplicação nos Estados Unidos. De acordo com essa metodologia, o

[1] RIIO: *Revenue* = *Incentives* + *Innovation* + *Outputs*

regulador aprova tarifas que permitem cobrir os custos históricos das empresas, ou seja, seus custos operacionais e os custos do capital investido (depreciação e remuneração do capital). A forma mais usual de se aplicar a regulação por custo de serviço é através da taxa de retorno.

Em termos práticos, a aplicação da regulação por custo de serviço no processo de revisão tarifária inclui a auditoria de custos fixos e variáveis da concessionária, bem como dos critérios utilizados para atribuir os custos inerentes aos diversos serviços prestados. Também é aplicada uma valoração dos investimentos, constituindo a base de capital da empresa. Sob essa base de capital é aplicada uma taxa de rentabilidade, considerada razoável pelo Regulador, para a determinação dos custos de capital.

Em outras palavras, o enfoque da regulação por custo de serviço está na determinação dos custos totais (incluindo uma adequada remuneração do capital investido) e não na eficiência e produtividade, sendo os principais insumos do cálculo tarifário a determinação do custo de capital e dos custos de operação e manutenção. Ou seja, por esse método os custos são convertidos em uma "receita máxima" sem a adição de incentivos à busca da eficiência. E essa é a principal desvantagem do custo de serviço, o fato de serem escassos os incentivos a uma gestão eficiente.

A revisão das tarifas de acordo com essa metodologia é efetuada nas seguintes situações: mediante pedido das empresas operadoras, de um grupo de consumidores, ou quando o regulador identificar que a taxa de retorno reconhecida seja superior ao custo de capital. No entanto, existem situações em que o regulador estabelece revisões tarifárias periódicas.

Nos anos 60 esta metodologia foi objeto de um estudo de grande repercussão, posteriormente conhecido como "efeito Averch-Johnson" que identificava a propensão das empresas de energia elétrica em sobre dimensionar investimentos, nem sempre eficientes. Segundo Ghirardi (2000), Averch-Johnson mostraram que, no caso da existência de combinação entre um monopólio incompleto e taxas de remuneração superiores as do custo efetivo do capital, a firma tende a ter o custo de capital inferior ao custo de mercado. Tal fato tem como consequência a adoção de uma estratégia mais intensiva em investimentos por parte da referida firma, estratégia essa que não está alinhada com a ideia de investimentos prudentes que a regulação econômica tende a priorizar. Ou seja, nessa situação o mercado regulado estaria suscitando superinvestimentos, e o ressarcimento de tais investimentos na tarifa regulada.

De forma a mitigar tal efeito, o regulador pode incluir, ainda que de forma incipiente, alguma consideração de eficiência em tal regulação, ao eliminar do cálculo tarifário alguns custos operacionais ou custos de ativos adquiridos pela empresa, e também no procedimento adotado para a definição da taxa de retorno a ser reconhecida. Para mitigar a propensão ao sobre investimento, o

regulador pode submeter o plano de investimentos à aprovação prévia, bem como auditar os custos dos investimentos realizados, não remunerando casos que detectar ineficiências na implantação ou na gestão dos dispêndios de capital.

2.2 *Performance Based Regulation* (Regulação Baseada em Performance ou em Incentivos a Performance) - PBR

De acordo com *Regulatory Assisting Project - RAP* (2000), o termo *Performance Based Regulation* - PBR - descreve os enfoques regulatórios que adotam medidas de incentivos e desincentivos financeiros para induzir a empresa regulada a ter o comportamento desejado. Os comportamentos ou resultados desejados geralmente estão associados a uma redução de custos, melhoria do serviço e uma alocação mais racional de riscos e benefícios. A mesma também pode ser almejada por empresas que busquem auferir lucros maiores. O interesse na PBR reflete, de certa forma, a insatisfação com a regulação por custo de serviço, especialmente motivada pela percepção de que este tipo de enfoque regulatório, em sua essência, reprime a inovação dentro das empresas de serviços de utilidade pública.

A PBR também pode ser chamada de "*incentive regulation*" (regulação por incentivo) e "*output-based regulation*". Apesar da existência de diferenças entre os esquemas regulatórios, todos os métodos tem o interesse comum de mudança de um arcabouço baseado estritamente em custos para um que estimule uma mudança de comportamento por parte das empresas.

Na PBR, de forma indireta, as empresas com melhor desempenho são recompensadas e empresas com pior desempenho são penalizadas. Seguindo a linha de pensamento deste tipo de enfoque regulatório, no caso da qualidade de serviço, por exemplo, se aplicam e penalidades na tarifa das empresas que estiverem com padrões de qualidade acima dos limites definidos no procedimento de revisão tarifária, e se recompensam as empresas que tiverem desempenho superior aos definidos.

A PBR, tipicamente, controla os preços das empresas do serviço público de energia elétrica por meio de modelos "*price cap*" ou "*revenue cap*". Em algumas situações o regulador adota também mecanismos de "*earnings-sharing*" na PBR como uma forma de segurança dada ao consumidor contra ganhos extraordinários das empresas. Muitos mecanismos de PBR também incluem metas de *performance* – sempre atreladas a incentivos financeiros -, usualmente nas áreas de confiabilidade do serviço de distribuição, serviços ao consumidor, satisfação do consumidor e segurança do empregado.

Dentre as mais novas aplicações dentro da regulação por PBR está o uso de benchmark de custos das distribuidoras e medidas de *performance* que forçam as empresas reguladas a implantar as melhores práticas possíveis para o planejamento e operação, obtendo assim a máxima eficiência. A busca pela máxima eficiência tem como objetivo final a obtenção da menor tarifa possível a ser aplicada ao consumidor final, atendendo a parâmetros mínimos de qualidade de serviço.

Existem diversas formas de aplicar a regulação por PBR, e a maneira como será aplicada depende, essencialmente, de como o regulador almeja alterar o comportamento das empresas reguladas. Como será detalhado no item a seguir, no mecanismo "*price cap*" é definida a trajetória de preços (deixando a cargo das empresas reguladas buscarem meios para ganhos de economia de escala) enquanto no mecanismo "*revenue cap*" é definida a receita (independente do volume de energia elétrica comercializada). Ou seja, no primeiro caso se paga pelo volume de energia elétrica comercializada e no segundo pela disponibilidade da linha de distribuição.

Há também outras formas de aplicar mecanismos de regulação PBR, tais como a aplicação de métricas e medidas de performance para itens como a qualidade de serviço, confiabilidade do sistema e perdas.

2.3 Regulação por Preço Teto ou Receita Máxima

Na Regulação por incentivos, as empresas recebem incentivos financeiros para serem mais eficientes, pois toda melhoria de eficiência ocorrida durante o período tarifário resultará em menores custos do que os efetivamente reconhecidos na tarifa praticada pela empresa, podendo a mesma se apropriar de tais ganhos excedentes. As duas formas mais usuais de regulação por incentivos são a regulação por Preço Teto ("*price cap*") ou por Receita Máxima ("*revenue cap*"). O modelo base, de ambos, é muito simples e consiste na simples atualização do custo base por um fator de eficiência:

$$Receita\ ou\ Preço\ máximo = Custo\ base_0 * (1 - X^G - X^E)^t$$

Onde

$X^G =$ fator de produtividade geral para o setor

$X^{\mathrm{E}} =$ fator de convergência especifico para cada empresa (catching − up)[2]

[2] Segundo a ANEEL (2010), devido ao efeito *catching up*, as empresas que compõem a fronteira de eficiência tem menor facilidade de reduzir seus custos (melhorar sua eficiência) do que empresas que se encontram distantes da fronteira (empresa menos eficiente). Representa o movimento relativo de uma determinada firma em direção a fronteira de eficiência do setor.

t = número de anos do ciclo tarifário

No esquema de *Price cap*, o regulador fixa um preço unitário a ser aplicado a uma determinada empresa, por um prazo determinado (período tarifário), que usualmente é 4 ou 5 anos. Os preços são calculados para o ano base do período tarifário, em valores constantes, sendo aplicadas as fórmulas de ajuste para manter o equilíbrio econômico das empresas, levando em conta o aumento geral de preços da economia. Já no esquema de Receita Máxima, o regulador fixa um limite de receitas totais que a empresa pode obter em um dado período tarifário.

Tanto para o *price cap* como para o *revenue cap*, o mecanismo mais utilizado é o "RPI-X"[3], onde o reajuste anual da tarifa é efetuado considerando a inflação verificada deduzida de um fator de eficiência. Esse mecanismo foi aplicado primeira vez para o serviço de telecomunicações no Reino Unido, passando então a ser a regulação adotada em praticamente todos os serviços públicos britânicos, incluindo a transmissão e distribuição de eletricidade (Mercados Energéticos, 2013).

De fato, o modelo *revenue cap* é, usualmente, considerado como um caso particular da regulação *price cap* exatamente pelo fato das duas metodologias possuírem diversas características em comum (Viljainen, 2005). No entanto, é possível fazer uma destinção clara entre os dois métodos. A principal diferença está no fato da regulação por *revenue cap* ter foco na regulação da receita total da empresa regulada, enquanto o *price cap* tem como objetivo central a regulação do preço máximo a ser praticado para o fornecimento (aquisição) de determinado bem ou serviço. Woolf e Michals (1995) afirmam que a diferença fundamental dos dois métodos reside no fato de no *price cap* o nível de receita mudar para refletir alterações nos níves de venda do produto, enquanto no revenue cap essa alteração não ocorre.

Uma boa forma de exemplicar essa diferença utilizando o caso brasileiro, seria a regulação da distribuição e da transmissão de energia elétrica no Brasil. No caso da transmissão, o método regulatório aplicado, é do revenue cap, onde se paga uma receita fixa a transmissora, pela disponibilidade da linha de transmissão, independente da quantidade de carga transmitida pela rede. No caso da distribuição de energia elétrica brasileira, como a distribuidora também é responsável pela aquisição de energia elétrica a ser fornecida a unidade consumidora localizada em sua área de concessão, o método price cap é aplicado, visto que a receita da distribuidora varia de acordo com o montante de energia elétrica consumido.

[3] RPI é *Retail Price Index*. Em realidade pode-se aplicar qualquer índice capaz de medir a inflação que afete os custos da empresa de energia elétrica. No caso brasileiro, no cálculo era considerado o Índice Geral de Preços de Mercado - IGPM.

Em linhas gerais, o modelo revenue cap é aplicado para empresas que não possuem custos variáveis apreciáveis, estando sua estrutura de custos composta basicamente por custos fixos (Alexander, 1999). O modelo price cap é mais adequado para situações onde a empresa lida com custos variáveis significativos, e por isso, sua receita deve acompanhar as oscilações dos custos variáveis, que no caso do setor elétrico, são principalmente a energia elétrica consumida. Ou seja, as empresas de serviços de rede que disponibilizam somente o serviço da rede (transmissoras no caso brasileiro e no caso europeu, também distribuidoras) têm como melhor método regulatório a ser aplicado o *revenue cap*, enquanto caso junto com a disponibilidade da rede seja também oferecido o produto a ser transportada (água, eletricidade, gás natural), a receita da mesma passa a ser variável, então o modelo *price cap* torna-se o mais adequado.

Na aplicação do mecanismo de *price cap* do tipo "RPI-X", existe uma relação entre o preço máximo de um ano com o preço do ano anterior, sendo o mesmo corrigido pela inflação e por um fator de eficiência X (fator X).

$$P_t = P_{t-1} * (1 + RPI - X) \pm Z_t$$

Onde:

P: Preço;

RPI: Inflação;

X: Fator de eficiência X.

Z_t: medida de alocação de risco (medida de mudanças exógenas)

Dentro do mecanismo de preço apresentado, pode também ser incluída uma componente intitulada "fator Z". O fator Z pode ser adicionado em qualquer PBR, tratando-se essencialmente de um mecanismo para alocação de riscos. Quando um determinado custo está sujeito ao fator Z, isso significa que é um custo que não deve ser arcado pela empresa regulada. Por exemplo, no caso da mudança da alíquota de um tributo ao longo do período (em níveis superiores ao inseridos no modelo), o fator Z é aplicado. Outro exemplo, de uma natureza diferente, seria o caso da perda de receita causada por uma mudança nas responsabilidades da empresa (natureza do serviço prestado), por exemplo, pela introdução da competição nas atividades de medição e entrega de fatura, retirando a atividade da responsabilidade da distribuidora. Ou seja, fica claro que para sua aplicação deve haver uma grande alteração de nos custos/receitas da distribuidora e que essas mudanças estejam fora do controle da mesma.

No caso da aplicação de um mecanismo de *revenue cap* do tipo "RPI-X", existe uma relação entre a receita máxima de um ano com a receita do ano anterior, sendo a mesma, também, corrigida pela inflação e por um fator de eficiência X (fator X).

$$R_t = (R_{t-1} + CGA_t * \Delta Cust_t) * (1 + RPI - X) \pm Z_t$$

Onde:

R_t: Receita permitida no ano t;

R_{t-1}: Receita permitida no ano t-1;

CGA_t: fator de ajuste do crescimento do número de consumidores;

$\Delta Cust_t$: variação no número de consumidores

RPI: Inflação;

X: Fator de eficiência X.

Z_t: medida de alocação de risco (medida de mudanças exógenas)

Uma das grandes vantagens da aplicação dessa forma de regulação diz respeito à promoção de incentivos para as empresas gerirem e controlarem melhor seus custos, forçando-as a buscarem constantemente se aproximarem do nível ótimo de eficiência produtiva. As empresas que trabalharem com nível de produtividade abaixo do determinado pelo fator X são penalizadas, enquanto as que obtém níveis de eficiência superiores aos determinados por esse fator recebem benefícios (ganhos extraordinários que só precisarão ser compartilhados com o consumidor no começo do próximo ciclo tarifário).

A determinação do fator de produtividade, o fator X, é realizada durante o processo de revisão tarifária. Existem algumas técnicas que podem ser empregadas para a determinação deste fator, utilizando seja uma análise prospectiva seja histórica.

No Brasil, durante o primeiro e segundo ciclo de revisões tarifárias da distribuição, o fator de produtividade foi definido com base em uma análise prospectiva, onde o fator X era aplicado como um redutor do fluxo de receitas, objetivando igualar o fluxo de receitas e despesas, para o ciclo tarifário adiante, em um modelo de fluxo de caixa descontado. Ou seja, o fator X é obtido ao igualar o valor presente da receita dos serviços (obtido através de um preço inicial) com o valor presente líquido dos custos da prestação do serviço. Em outras palavras, o fator X era o responsável por promover a igualdade entre o valor presente líquido do fluxo de despesas e de receitas.

Outra forma de se estimar o fator X é por meio da análise de produtividade total, onde são considerados dados históricos de ganhos de produtividade das

concessionarias do serviço em questão. Tal abordagem para da determinação do fator X passou a ser utilizada no Brasil a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias. Os dois métodos mais comumente utilizados para essa finalidade são o Índice de Malmquist e o Índice de Tornqvist.

O índice de Tornqvist de Produtividade Total de Fatores pode ser calculado com base na equação a seguir:

$$ln\left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}}\right) = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{n}(S_{it} + S_{it-1})\, ln\left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}}\right) - \frac{1}{2}\sum_{j=1}^{m}(E_{jt} + E_{jt-1}) ln\left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}}\right)$$

Onde:

Y: quantidade de produto;

X: quantidade de insumo;

S_i: participação do produto i no valor agregado dos produtos;

E_j: participação do insumo j no valor agregado dos insumos.

Essa equação pode também ser simplificada caso o insumo seja tratado como custo total, sem desmembra-lo em vários insumos. A grande desvantagem do uso dessa métrica está na impossibilidade de decomposição dos ganhos de produtividade. E esse é exatamente o advento trazido pelo Índice de Malmquist, a possibilidade de decompor os ganhos de produtividade em componentes, existindo modelos que desmembram a produtividade em dois ou três componentes. O índice de Malmquist é mais comumente calculado aplicando a metodologia do *Data Envelopment Analysis* – DEA, no entanto, ele também pode ser estimado por meio de fronteiras estocásticas.

Por fim vale ressaltar que os custos que estão fora do controle de gestão da empresa (classificados como custos não gerenciáveis) são repassados diretamente ("*pass-through*") a tarifa na maioria dos sistemas de preço teto. No caso brasileiro, para o mercado cativo, os custos de geração, de transmissão, impostos e os encargos setoriais são considerados custos não gerenciáveis, por isso, são diretamente repassados para a tarifa cobrada pelas distribuidoras de energia elétrica.

2.4 Yardstick Competition – Regulação Mediante Concorrência Referencial

A regulação por concorrência referencial também intitulada "*yardstick competition*" é baseada na teoria dos contratos ótimos e encontra-se alinhada com dois objetivos centrais exigidos pelas entidades reguladoras: o da

introdução de incentivos à eficiência produtiva e o da redução da assimetria da informação existente entre reguladores e regulados.

Na teoria dos contratos ótimos é estudado como os atores econômicos constroem arranjos contratuais na presença de informação assimétrica. São comparados comportamentos de vários agentes entre si, observando então o comportamento médio do setor e não o de cada um dos agentes em separado. Podem ser comparados, por exemplo, comportamentos dos custos gerenciáveis, medidas de qualidade de serviço, de perdas não técnicas e etc. Nas situações em que as incertezas enfrentadas pelos atores apresentam uma correção perfeita, esses "contratos ótimos" seriam concebidos de forma que retornos recebidos por cada agente fossem determinados em função de diferenças entre o resultado observado para o dado ator e a média dos resultados dos agentes.

Poder-se-iam determinar também, os custos médios de um conjunto de empresas similares, sendo os lucros de cada empresa calculados pela diferença entre a receita obtida com a tarifa calculada considerando os custos médios, e os custos reais gerados pela mesma. Nesse modelo de regulação, empresas que operem relativamente melhor que as demais serão recompensadas (terão auferido ganhos financeiros), enquanto as que tiverem desempenho pior serão penalizadas.

Quando existe um grande número de empresas que operam em situações que são consideradas comparáveis, esse mecanismo tende a reduzir a assimetria da informação. No entanto, para o bom funcionamento da metodologia utilizada no *yardstick competition* é imprescindível a existência não somente de correlação entre as incertezas que afetam os custos das empresas, mas também que não exista nenhuma empresa que possa influenciar os custos médios totais mais que outra. Ou seja, todas as empresas influenciam com o mesmo "peso" a definição dos custos médios totais.

No caso da existência de empresas que influenciem decisivamente os custos médios totais, a empresa ou empresas em questão possuem maior possibilidade de antecipar o efeito do seu ganho de produtividade no cálculo dos custos médios. Isso abre a possibilidade para que a mesma reduza o esforço de redução de custos, não atingindo então os ganhos de produtividade que poderiam ser alcançados. Esse seria o chamado "efeito rachet". O ideal na regulação por *yardstick competition* é que ocorra uma dissociação entre o desempenho real das empresas reguladas e a tarifa a elas aplicadas.

Em geral, a regulação do tipo *yardstick* é combinada com outros instrumentos regulatórios, como o RPI-X, aplicado na regulação de preço-teto. Do ponto de vista quantitativo, os modelos utilizados no *yardstick competition* são os mesmos dos aplicados para a determinação do fator X.

2.5 Regulação por Repartição de Lucros (*Earning and Sharing Regulation*)

Os problemas observados nos mecanismos regulatórios antes descritos levaram ao desenvolvimento de métodos regulatórios alternativos, de forma a evitar o incentivo à gestão ineficiente de custos por parte das empresas, prática comum na aplicação de remuneração segundo taxa de retorno. Essa abordagem metodológica alternativa também permite evitar que empresas acumulem lucros que sejam superiores aos considerados razoáveis.

A ideia central da metodologia é a de ajustar as tarifas, caso a taxa de retorno real se afaste de uma taxa de retorno de referência, limitando, então, os lucros a serem auferidos pelas empresas. Existem algumas formas de realizar esse ajuste, dentre as quais está o repasse de parte dos lucros ou perdas (incorridas pelas empresas reguladas) aos consumidores. Nesse caso, seria repassado à tarifa um percentual da diferença entre os custos unitários reconhecidos na revisão tarifária e os custos reais observados no período tarifário. Essa determinação ocorreria no momento da revisão tarifária.

No caso do modelo regulatório de *price cap* puro, esse fator seria igual a zero, enquanto no modelo de taxa de retorno o fator assumiria valor igual a 1. Já em um esquema de participação de benefícios, o fator assumiria um valor entre zero e um.

2.6 A Nova Regulação do Setor Elétrico – Reformas de Terceira Geração: Breve Relato sobre o Caso do Reino Unido

Durante mais de 20 anos, o Regulador do Reino Unido aplicou para o setor de distribuição e transmissão de energia elétrica o modelo regulatório de Preço-Teto, utilizando o RPI-X. Esse modelo é caracterizado por proporcionar fortes incentivos à eficiência de custos (custos de capital e custos de O&M), gerando então efeito positivo sobre as tarifas aplicadas para o serviço. No entanto, em 2010, a OFGEM decidiu alterar o modelo regulatório aplicado no país, e introduziu um novo modelo regulatório denominado RIIO (*Revenue* = *incentives* + *innovation* + *outputs*), cuja tradução literal é Receitas = Incentivos + Inovação + Produtos. Ou seja, nesse novo modelo a determinação das receitas tarifárias se dá utilizando incentivos para o fornecimento de inovação e produtos aos consumidores.

As principais motivações para a mudança do modelo regulatório estão associadas às demandas por melhorias ambientais, sobretudo relacionadas à redução de emissão gases do efeito estufa, que afetam diretamente a geração de energia elétrica do país, cuja matriz elétrica é essencialmente térmica. Também a crescente introdução de fontes renováveis de energia na matriz, de geração distribuída e de infraestrutura para mobilidade elétrica na rede, são objetivos

da política energética britânica que decorrem dos compromissos com metas de reduções de emissões de gases do efeito estufa assumidas no âmbito da União Europeia (Pacote 20/20/20).

Para alcançar tais objetivos são necessários significativos investimentos que, segundo estudo realizado pela OFGEM, estariam na casa de 32 bilhões de libras somente na transmissão e distribuição de energia elétrica. Esse valor equivale a 75% do valor dos ativos do setor, e representa o dobro do valor investido em transmissão e distribuição nos últimos 20 anos.

Em face desse enorme desafio e das incertezas e riscos a ele inerentes, o modelo (RPI-X) se tornou obsoleto, apesar de ter desde sua implantação apresentado bom desempenho no atendimento aos interesses dos consumidores, levando à redução de tarifas e ao aumento na qualidade de serviço. A sua obsolescência está muito mais associada aos objetivos finais do modelo do que o seu desempenho em si. O modelo RPI-X desempenhou o seu papel quando foi necessário, mas para alcançar os novos objetivos de política energética foi necessária a introdução de uma mudança de modelo regulatório.

Por isso, de acordo com a OFGEM, o (RPI-X) não é o modelo adequado para o novo cenário previsto para o setor energético devido à necessidade de altíssimos volumes de investimento em tecnologias ainda em desenvolvimento. Por isso, ela introduziu o RIIO como o novo modelo regulatório para a transmissão e distribuição de energia elétrica. O modelo será tratado mais detalhadamente no capítulo que trata da regulação e mecanismo de formação de tarifa no referido país.

2.7 Procedimentos Regulatórios Adotados para Determinação das Componentes da Tarifa de Distribuição

Nos itens anteriores foram apresentados os modelos regulatórios mais comumente aplicados para a determinação da tarifa de distribuição de energia elétrica. No entanto, além do modelo regulatório em si, existe também outra informação interessante a ser analisada: a forma o como regulador determina cada uma das componentes da tarifa. Em outras palavras, o mecanismo de formação das tarifas.

Aqui serão apresentadas as principais técnicas utilizadas para na determinação dos custos operacionais regulatórios e para questões associadas aos investimentos (base de remuneração, depreciação e custo de capital).

Custos Operacionais

Para a determinação dos custos operacionais regulatórios são aplicadas técnicas que vão de modelos técnicos até os modelos empíricos. O modelo *bottom-up* técnico, representado pelo Modelo de Empresa de Referência (ER) tem como ideia central a concepção de uma empresa eficiente "espelho" da original, operando dentro da área da mesma concessão e estando sujeita as mesmas restrições da empresa real. Nesse modelo são somente contemplados na tarifa os custos operacionais totais resultantes da ER. A forma em si de concepção do modelo de ER e de seus parâmetros pode variar de país para país, no entanto, em todos os casos, o método representa uma "simulação" da tomada de decisões de gestão em uma empresa real em condições reais, conduzida de forma a maximizar ou minimizar alguma variável econômica que represente o desempenho da empresa. Diferente das técnicas estatísticas, apresentadas a seguir, o método de ER tem a capacidade de incorporar qualquer elemento que venha a afetar a variável de desempenho analisada. O modelo de ER tem sido utilizado durante anos por diversos países latino-americanos, tendo sido usado inclusive no Brasil, que determinou para efeitos de revisão tarifária os custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica durante dois ciclos tarifários utilizando esse método.

Outra forma para a determinação dos custos operacionais se dá pelo uso dos modelos empíricos endógenos que fazem uso de técnicas estatísticas como a análise dos índices de produtividade (total ou parcial), análises de fronteira de eficiência e de função de distância, para a determinação do custo operacional ótimo. O índice de Malmquist e Tornqvist, como já mencionado acima, pode ser utilizado para a determinação de benchmarking de custos operacionais, sendo esse indicador intitulado, em inglês, KPI: *Key Performance Indicadors*. Os indicadores desse tipo são, por exemplo, o gasto de manutenção por unidade de longitude de linhas, por transformador, o custos comerciais por usuário, dentre outros. Esse tipo de comparador é útil para a análise da informação de custos de forma homogênea, ou seja, de empresas ou zonas de uma mesma empresa. Esses indicadores também podem ser úteis para explicar distanciamentos significativos dos valores médios devido a especificidades das diversas empresas ou zonas analisadas. Ou seja, o benchmarking calculado com base nos KPI's são úteis para serem feitas rápidas estimações que, ainda que não sejam tão precisas, orientam bem o regulador a respeito da ordem de magnitude dos custos.

Os métodos de análise de fronteira podem ser estimados considerando métodos não paramétricos (exemplo, DEA) ou por meio de métodos econométricos (exemplo, OLS, COLS, SFA, etc.). Todas as técnicas listadas estimam algum tipo de fronteira (referência) onde estão localizadas as empresas eficientes, e também a distância entre a fronteira e as demais empresas. Por exemplo, no

cálculo da fronteira utilizando o OLS, seria determinada uma fronteira média, dado que o método maximiza a função que melhor ajusta os valores médios da amostra. Os métodos de análise de fronteira são, atualmente, utilizados por diversos reguladores europeus e também aplicados no Brasil para a determinação dos custos operacionais regulatórios.

Dentre os métodos não paramétricos, o amplamente utilizado é o DEA, onde se utiliza programação linear para minimizar ou maximizar uma função objetivo com base em um rol de produtos (atributos de cada uma das empresas). O método determina um envoltório (fronteira) e a distância dos dados (empresas) que não são parte integrante dele. No caso dos modelos de análise de fronteira não paramétrica, é necessária a definição do tipo de retorno de escala a ser aplicado no modelo, podendo ser de retornos constantes ou de variáveis de escala. No Brasil, por exemplo, no caso do setor de distribuição de energia elétrica são utilizados na análise de fronteira de eficiência retornos não decrescentes de escala. No caso dos métodos econométricos, para a determinação da fronteira de eficiência é necessário definir sua forma funcional. Nesses métodos, com base no uso de diversos indicadores (sinal dos coeficientes, grau significância de cada coeficiente, grau de significância conjunta dos coeficientes, ajuste global do modelo, verificação do "ruído branco" dos resíduos, e etc.) é possível determinar a qualidade do ajuste de um modelo específico. Os métodos econométricos foram utilizados no Reino Unido (até a mudança para o Modelo RIIO), e também são aplicados no Brasil e no Panamá.

Investimentos: Base de Remuneração, Depreciação e Custo de Capital

Aqui se apresentam as técnicas mais usualmente aplicadas para a determinação das componentes relacionadas a ativos e investimentos, ou seja, da Base de Remuneração, da Depreciação e do Custo de Capital.

Base de Remuneração

A Base de Remuneração representa o montante de investimentos realizados por uma determinada empresa para a prestação do serviço, e esse investimento em ativos é remunerado na tarifa a ser cobrada dos consumidores finais. Observando sob o ponto de vista regulatório, o grande desafio nesse item está em determinar quais os investimentos deveriam ser remunerados regulatoriamente. Não existe um caminho único para a determinação da base de remuneração, e pode-se classificá-los nos seguintes grupos:

- Métodos baseados no valor econômico ou de mercado dos ativos: determina o valor de um ativo com base no seu potencial de geração de fluxos de caixa.

Esses métodos refletem, portanto, o valor do negócio determinado pelos investidores os mercados financeiros;

→ Valor Presente Líquido: determina o valor de um ativo por meio do valor presente previsto dos fluxos de caixa descontado, ou seja, via aplicação de avaliação de projetos. A aplicação desse método não garante uma repartição adequada dos ganhos entre empresas e consumidores.

→ Valor de Comparação: determina o valor do ativo com base em um benchmarking dos valores de ativos pagos por empresas similares. Esse método é atrativo como método de validação, mas, tem um alto grau de complexidade para execução.

→ Valor de Mercado: o valor do ativo é definido com base em alguma transação de mercado. Por esse método, mais que determinar o valor da base de ativos da empresa, se determina o valor do patrimônio da mesma.

- Métodos baseados nos custos de reposição dos ativos: determina o valor de um ativo com base no seu custo de compra (de aquisição).

→ Custo Atual: considera o custo histórico de compra, ajustando-o com base na inflação e na depreciação do período.

→ Custo de Reposição Otimizado e Depreciado: aplica o valor de reposição do ativo ponderado pela vida útil remanescente de cada um dos equipamentos. Para aplicação desse método é importante ter conhecimento explícito dos gastos com amortização, de forma a assegurar a rentabilidade sobre a base de capital.

→ Valor Novo de Reposição - VNR: representa o custo de reposição do ativo existente por novos ativos. Esse método não inclui a depreciação em seu cálculo. Em geral o VNR é determinado com base nos cálculos de uma empresa de referência.

- Métodos Híbridos: determinam o valor de um ativo com base nas regras de decisão regulatórias obtidas pelos métodos acima, e representam, por isso, uma interseção entre os métodos de valor e os de custos. Um dos métodos híbridos mais conhecidos é o "*Optimized Deprival Value (ODV)*", e poderia ser definido como a perda a ser esperada no caso da empresa encontrar-se desprovida de benefícios futuros gerados pelo ativo. Ou seja, a ideia é que os ativos sejam determinados de forma a assegurar a sustentabilidade de longo prazo.

Depreciação

Existem três formas de tratar regulatoriamente a depreciação do ativo de distribuição. O mesmo pode ser tratado por anuidades, por encargos de depreciação e por depreciação competitiva. Abaixo segue uma breve explicação de cada uma das técnicas.

→ Anuidades: presume-se que através da aplicação de um plano de manutenção adequado dos ativos, os mesmos não perdem o potencial de serviço, e, portanto, não precisam ser depreciados. Através desse esquema, se determina uma quantidade monetária constante a ser destinada, anualmente, de forma que, o valor futuro acumulado desses montantes monetários seja equivalente à necessidade de fluxos monetários para a manutenção e renovação do ativo no longo prazo.

→ Encargos de Depreciação: esse é o critério tradicional da depreciação, onde o ativo se deprecia ao longo de sua vida útil para compensar perdas progressivas de seu valor. Em geral, se define o valor do ativo como o seu valor inicial menos o seu valor depreciado. Além do valor inicial e final do ativo, aqui precisa também ser determinado o período de depreciação e como essa depreciação é calculada. A depreciação pode ser calculada de forma linear, acelerada (o ativo perde valor de forma mais acelerada do que por seu consumo físico – obsolescência tecnológica) ou por unidades de produção (em função do uso do ativo).

→ Depreciação Competitiva: calcula a depreciação somente pelo período tarifário, considerando a diferença entre o valor do ativo no princípio e no final de cada período tarifário. Não faz referência a vida útil do mesmo.

A grande maioria dos países latino americanos aplica o VNR no cálculo das suas bases de remuneração (Chile, Peru, Guatemala, Colômbia, Nicarágua e etc.), no entanto, Bolívia e Panamá seguiram um caminho diferente, utilizando o valor contábil (dos livros) e aplicando custos eficientes para os novos investimentos. O Brasil atualmente aplica o custo de reposição otimizado e depreciado para o cálculo da base.

Custo de Capital

No que diz respeito ao custo de capital (determinação da taxa de retorno do investimento), existe hoje praticamente um consenso no uso do método da WACC/CAPM. A grande maioria das agências reguladoras prefere determinar o custo de capital ex-ante através do custo médio ponderado do capital (Weighted Average Cost Of Capital, WACC). Essa metodologia adiciona ao custo de capital do investidor (capital próprio) o custo marginal de

endividamento. Para isso pondera ambas as componentes pelo grau de endividamento adequado para a atividade (alavancagem). Dessa forma se transfere à modicidade tarifária os benefícios de uma gestão financeira ótima, desde que o grau de endividamento assim como o seu custo não correspondem aos valores reais das empresas senão aos que resultem adequados segundo o Regulador.

Para estimar o custo do capital próprio, ou seja, o retorno requerido pelos investidores, o método mais usado é o Modelo de Fixação de Preços de Ativos de Capital, mais conhecido pela sua sigla em inglês: CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). Nesse modelo a taxa de custo de capital próprio é estimada como a soma de uma taxa livre de risco para o mercado de referência, mais o produto do risco sistemático das atividades de distribuição de gás por redes pelo prêmio do risco de mercado. Esse risco corresponde à diferença entre o retorno de um portfólio diversificado e a taxa livre de risco. Outras abordagens possíveis, que também podem ser usadas para determinar a taxa de custo de capital próprio, são o *Dividend Growth Model* (DGM) e o *Arbitrage Pricing Theory* (APT). O DGM se baseia na análise dos fluxos de caixa de uma empresa sob regulação, enquanto a APT é similar ao CAPM, mas incorpora à análise outras variáveis explicativas.

A fórmula para o cálculo do WACC nominal, após os impostos, pode ser expressa da seguinte maneira:

$$r_{WACC} = (1 - w_D)\, r_E + w_D\, r_D\, (1 - T)$$

Onde:

r_{wacc} : custo médio ponderado do capital;

r_E: custo esperado de capital próprio (*equity*);

r_D: custo esperado de capital de terceiros antes de impostos;

$w_D = \frac{D}{(D+E)}$, sendo E e D os montantes de capital próprio e de terceiros, respectivamente;

T: taxa de impostos.

Tendo sido apresentados de forma breve e objetiva os principais modelos regulatórios empregados para a regulação da distribuição de energia elétrica no mundo, passa-se agora a apresentação dos modelos tarifários vigentes e os mecanismos específicos de formação das tarifas dos 22 países do estudo em questão.

3 ARGENTINA

3.1 Estrutura do Setor Elétrico Argentino

Organização do Setor Elétrico

O processo de desverticalização das empresas estatais de energia elétrica argentinas teve início em 1991, com a reforma do setor elétrico, e foi motivada, principalmente devido ao período de escassez de energia elétrica (enfrentada com racionamento e cortes programados) ocorrida no final da década de 80. Após a promulgação da Lei 24065, que estabeleceu um novo regime de eletricidade em 1991, o setor elétrico argentino foi desmembrado em três segmentos independentes: geração, transmissão e distribuição. Além disso, abriu-se a possibilidade de entes privados participarem do setor.

Para o segmento de geração, cuja entrada de novos agentes é livre, foi criada, em 1992, a *Compañia Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anônima* (CAMMESA). As suas funções e atividades são, essencialmente, a coordenação das operações e atividades de despacho de energia elétrica. A entidade também é responsável pelo estabelecimento dos preços no atacado, bem como a gerência de transações econômicas do sistema interligado.

Diferentemente da geração, onde a entrada de novos agentes é livre, nos serviços de transmissão e distribuição existe a necessidade de obtenção de concessões, assinadas periodicamente, através de processos licitatórios. As empresas de transmissão têm sob sua responsabilidade a operação e a manutenção de suas redes, mas não são responsáveis pela expansão do sistema[4]. As distribuidoras possuem concessão para distribuir energia elétrica aos consumidores lotados dentro da sua área de concessão exclusiva.

O processo regulatório, que se encontrava em franco desenvolvimento, foi interrompido na Argentina devido à profunda crise político-econômica ocorrida em 2001. Por conta da crise, foi sancionada a *Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario nº 25.561*, em janeiro de 2002. A lei declarou emergência pública na esfera social, econômica, administrativa, financeira e cambial.

A referida lei modificou os contratos de concessão existentes, e a partir de sua entrada em vigor, todas as receitas das empresas foram determinadas com base na relação 1 peso argentino igual a 1 dólar americano. Foram também eliminadas todas as cláusulas de reajuste das tarifas com base no índice de preços ao consumidor e do preço do produtor americano, previstos anteriormente no regime de remuneração do contrato de concessão.

[4] Pampa Energia (2014).

O sistema de transmissão de energia elétrica está divido em dois sistemas, o de alta tensão (STAT) e o de distribuição troncal (STDT), sendo o primeiro operado exclusivamente pela Transener, e no segundo existem seis empresas regionais atuando (Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa e Distrocuyo). No caso da distribuição além das três empresas que operam na Grande Buenos Aires, Edenor, Edesur e Edelap (que respondem por mais de 45% do mercado elétrico da Argentina), existem também algumas companhias de distribuição provinciais que permanecem nas mãos de governos provinciais, além de cooperativas[5].

Marco Institucional

Com o novo marco regulatório de 1991, surgiu à necessidade da criação de uma entidade regulatória para o setor, que tivesse a atribuição de controle das atividades dos segmentos do setor. Nesse contexto, foi criada a ENRE (*Ente Nacional Regulador de Electricidad),* que é a entidade encarregada de regular as distribuidoras de energia elétrica Edenor e Edesur. As demais distribuidoras, localizadas no interior do país, são reguladas por órgãos provinciais competentes em cada jurisdição. Além da ENRE existem outros órgãos e instituições que atuam no setor, dentre os quais se podem listar:

a) *Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MINIPLAN)*, ligado diretamente ao Poder Executivo Nacional, criado em 2003, cuida das áreas de energia e comunicações, obras públicas e recursos hídricos, entre outros[6].
b) *Secretaria de Energia*, por meio da Subsecretaría de Energía Eléctrica elabora e a proposta da politica nacional energética, avalia os recursos naturais disponíveis para o aproveitamento energético, assessora a elaboração das propostas relativas à normativa específica para as distintas etapas da indústria elétrica, etc[7].
c) *Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)*, criado em 1993 é uma autarquia encarregada de regular a atividade elétrica e de controlar as empresas do setor (geradoras, transmissoras e distribuidoras Edenor e Edesur) no cumprimento das obrigações estabelecidas no marco regulatório e nos contratos de concessão dentro da jurisdição federal. Seus principais objetivos são o de proteger o consumidor, promover à competitividade na geração, regular as atividades de transmissão e distribuição, entre outros[8]. Em 2011, a Edelap foi transferida para a tutela da província de Buenos Aires.

[5] Pampa Energia (2014).
[6] Secretaria de Energia (2014). http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2541.
[7] Secretaria de Energia (2014).
[8] ENRE (2014). http://www.enre.gov.ar/.

Desde então, o Órgão de Controle de Energia Elétrica de Buenos Aires (OCEBA) é o responsável pelas funções de regulação e controle dessa distribuidora. Na Argentina, existem entidades reguladoras provinciais, como é o caso da EPRE, da província de Río Negro, que regula as distribuidoras EDERSA, CEB e CEARC, atuantes em território rionegrino.

d) *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA),* responsável pelo Organismo Encargado del Despacho (OED[9]), criada em 1992 tem como função a coordenação das operações de despacho, a responsabilidade pelo estabelecimento dos preços atacadistas e a administração das transações econômicas do sistema interconectado nacional.
e) *Nucleoeléctrica Argentina S.A.,* produz e comercializa a energia elétrica gerada pelas centrais nucleares; Atucha I e II e Embalse[10].
f) *Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA),* sua função é assessorar o poder Executivo na definição da política nuclear, promover a formação de recursos humanos de alta especialização para o setor nuclear, exercer a responsabilidade da gestão dos resíduos radioativos, definir a forma de retirada das centrais nucleares de serviço, etc[11].

3.2 Modelo Tarifário[12]

O caso argentino, como mencionado no item que trata da organização do setor elétrico do referido país, possui uma peculiaridade no que diz respeito ao modelo tarifário em vigor. Antes ter sido sancionada a *Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario* nº 25.561, no início de 2002, o país iniciava o processo de implancacao da regulação do tipo price cap. Com isso, apesar do modelo em teoria vigente ser o price cap, por estar "formalmente em vigor", na pratica, todavia, persiste a manutenção de tarifas fixas. De fato, atualmente, grande parte das províncias argentinas assinaram acordos com o Estado Nacional para que as tarifas sejam mantidas fixas, tendo então o Estado Nacional o compromisso de subsidiar o setor, fazendo o mesmo aporte financeiro para cobertura de investimentos e custos operacionais.

Então, o modelo tarifário que está formalmente regulamentado, apesar de não ser aplicado desde 2002, é um modelo do tipo price cap com tarifários de 5 anos de duração. O fator de atualização das tarifas é efetuado com base no índice de inflação americano. Durante o período entre ciclos as tarifas seriam, de acordo

[9] Secretaria de Energia (2009). http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=339.
[10] Nucleoeléctrica Argentina (2014). http://www.na-sa.com.ar/quienessomos.
[11] CNEA. http://www.cnea.gov.ar/que_es_la_cnea/objetivos.php.
[12] Pratical Law. Electricity Regulation in Argentina: overview. Reino Unido, 2014.

com o modelo, ajustadas com base nas variações dos custos de compra e venda de energia e potência no MEM (incluso os custos de transmissão).

As distribuidoras reguladas pela ENRE possuem em sua tarifa duas componentes essenciais: uma referente aos custos de aquisição da energia e de potência elétrica no Mercado de Energia Mayorista - MEM e aos custos de transmissão de energia elétrica (componente variável da tarifa), e outra relacionada com o custo de distribuição (componente fixa da tarifa). O custo de distribuição constitui o custo marginal ou econômico das redes colocadas à disposição do usuário mais os custos de operação e manutenção das redes, somados aos custos de comercialização.

3.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[13]

Em cada período de revisão tarifária são estabelecidas tarifas pelo Ente Regulador. A componente fixa da tarifa, correspondente a remuneração das atividades de distribuição, é determinada com base no Valor Agregado de Distribuição – VAD; valor esse atualizado semestralmente com base no índice de inflação americano. O VAD é composto por custos de capital para a construção e renovação da rede de distribuição, custos de operação de manutenção das redes, custos de gestão comercial e custo das perdas ocorridas na distribuição (reconhecidas pelo Regulador).

Custos Operacionais

Apesar da normativa de determinação da tarifa estabelecer o reconhecimento somente dos custos de operação, manutenção, administração e de comercialização que foram considerados eficientes, não se encontra definido um método de avaliação dos custos eficientes. Na prática os custos eficientes são estimados a partir de um benchmark, como um percentual do investimento, ou a partir do resultado obtido de uma empresa de referência.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

O marco regulatório argentino (Lei nº 24.065), não fixa a taxa de retorno a ser aplicada sob o capital nas atividades de distribuição, nem ao menos estabelece uma metodologia a ser aplicada em seu cálculo. No entanto, na referida lei

[13] O presente item foi elaborado com base nos documentos intitulados: *Análisis del Marco Regulatorio para la Determinación del Valor Agregado de Distribución*, produzido pela Mercados Energéticos Consultores em conjunto com o Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas) em 2008; e pelo artigo "*The Argentine Regulatory Framework vis-à-vis the current politcal crisis and Its Economic Consequences*." Apresentado na 17th International Conference and Exhibition On Electricity Distribution por Ramati et al (2003).

estão definidos os princípios básicos que devem ser seguidos para a determinação da remuneração do capital. Na esfera nacional, a Argentina, antes de 2001, chegou a iniciar o processo de revisão tarifária das empresas de distribuição da Capital e da Grande Buenos Aires, e para o cálculo da taxa de retorno sob o capital o método aplicado foi o WACC/CAPM. A aplicação esse método ficou consagrado como metodologia a ser aplicada mediante a Res. ENRE 556/01. As revisões tarifárias provinciais aplicaram o mesmo método.

Para a determinação da base de remuneração existem alguns exemplos de aplicações metodológicas para províncias do país. Na província de Entre Rios, no processo de revisão tarifária, para calcular a base de remuneração foi estimada anuidade do investimento médio em reposição para uma rede ideal (VNR) adaptada economicamente à demanda da localidade. Na província de Catamarca, o Regulador local propôs a metodologia de custo incremental médio, em contrapartida à proposta da empresa de aplicar o VNR tradicional.

Enquanto na província de Entre Ríos e Catamarca, o VNR tradicional foi aplicado para a determinação da base de remuneração, na província de San Juan e de La Rioja, a mesma foi calculada considerando o valor dos ativos no momento da privatização. Seguindo essa metodologia, a base de remuneração foi calculada com base na equação matemática abaixo:

$$Base\ de Remuneração = BUO - PTA + IR - AC - CT$$

Onde:

BUO: representa o valor contábil dos bens de uso no início da operação;

PTA: representa o valor contábil do prêmio de transferência dos ativos (créditos pela energia não faturada a data de início da concessão, excluídos custos e impostos);

IR: representa os investimentos reconhecidos para o período 1996-2000;

AC: representa a soma das amortizações os bens de uso no início do período, os prêmios por transferência e os investimentos reconhecidos;

CT: representa o capital de giro da empresa;

Ou seja, fica claro que não existe uma metodologia única, determinada pela entidade reguladora para determinar quais ativos serão remunerados e como devem ser remunerados.

Tratamento Regulatório das Perdas

As perdas técnicas e não técnicas reconhecidas regulatoriamente são analisadas a cada processo de revisão tarifária, e para cada realidade topológica. Para cada distribuidora é determinado um coeficiente de perdas a ser reconhecido, sendo

o mesmo determinado com base nas características da sua área de concessão e da rede da distribuidora.

O Estado, durante o período de 1992-2008, participou como agente facilitador dos programas de redução das perdas não técnicas. Na área da Grande Buenos Aires (GBA) as três distribuidoras começaram o processo com o mesmo nível de perdas reconhecidas regulatoriamente, em um nível bastante inferior de suas perdas reais. O método aplicado foi o dos coeficientes fixos de perdas reconhecidas, e, durante o período que vigorou, o mesmo funcionou como um poderoso incentivo para que as empresas organizem a gestão das suas redes, que antes do processo de privatização (durante a gestão pública) encontravam-se totalmente descuidadas.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Os contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica incluem um regime de penalização aplicada quando as concessionárias superam os limites de toleráveis estabelecidos para a qualidade do serviço. O valor das penalidades é calculado com base no custo da energia não fornecida. A qualidade de serviço fiscalizada é a que segue:

- Qualidade de Serviço Técnico (frequência e duração das interrupções);
- Qualidade de Produto Técnico (nível de tensão e perturbações);
- Qualidade de Serviço Comercial (tempos de resposta para conexão de novos usuários, emissão de fatura estimada, reclamações por erros de faturamento e reestabelecimento do fornecimento suspenso por falta de pagamento).

Os limites permitidos de qualidade de serviço técnico estão definidos com base nas particularidades inerentes a cada contrato de concessão. A Figura 3 a seguir apresenta os indicadores correspondentes à área metropolitana de Buenos Aires e a Grande Buenos Aires.

Apesar da determinação dos limites de qualidade estar, de certa forma, ancorados nos contratos de concessão, a partir de 2002, com a fixação e congelamento das tarifas de energia elétrica (devido a sansão da Lei de Emergência), a qualidade do serviço prestado tendeu a piorar, nos últimos anos, devido a falta de capacidade financeira das concessionarias para realizar investimentos e cobrir custos de operação e manutenção do sistema de distribuição. Em outras palavras, a sansão e manutenção da Lei de Emergência em vigor, na Argentina, por mais de 10 anos, trouxe consigo uma forte deterioração dos indicadores de qualidade anteriormente praticados e da saúde financeira das concessionárias.

Figura 3 – Qualidade de Serviço Técnico para as Empresas de Distribuição da Área Metropolitana de Buenos Aires e da Grande Buenos Aires

Usuários	Frequência de Interrupção por semestre	Tempo Máximo de Interrupção (horas/interrupção)
AT	3	2
MT	4	3
BT - Grandes demandas	6	6
BT - Pequenas e Médias demandas	6	10

Fonte: Contratos de Concessão da EDESUR, EDENOR e EDELAP.

4 COLÔMBIA

4.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

Tal como acima mencionado para o caso Argentino, a fragilidades das normativas do setor elétrico colombiano, bem como suas deficiências estruturais foram evidenciadas após um episódio de seca severa ocorrida durante os anos 90. As reformas ocorridas no setor, essencialmente em 1994, tornaram o investimento no setor elétrico do país extremamente atrativo, e a Colômbia passou a ser um dos países com a regulação mais liberalizada da América Latina.

Dentro desse novo contexto regulatório, o setor elétrico foi desmembrado em quatro atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização, sendo a transmissão e distribuição atividades reguladas. A geração e a comercialização de energia elétrica ocorrem em ambiente de livre concorrência. A comercialização de energia elétrica passou a ser administrada por uma entidade privada, a XM e criou-se um mercado de compras em bolsa para a energia elétrica[14]. Apesar disso, a maior geradora de energia elétrica do país segue sendo uma empresa pública, a *Empresas Públicas de Medellín*[15].

A principal empresa de transmissão do país é a *Interconexión Eléctrica S.A*. (ESP), no entanto a mesma não é a operadora da rede, sendo a operação do sistema de responsabilidade do *Centro Nacional de Despacho* (CDN) e administração do mesmo fica a cargo do *Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales* (ASIC).

A comercialização, apesar de ser uma atividade de livre concorrência, pode ser desenvolvida de forma exclusiva ou combinada com outras atividades do setor, com isso, o comercializador que atende ao mercado regulado, em geral pertence ao mesmo grupo que a distribuidora da energia elétrica.

Na Colômbia a atividade de distribuição compreende 4 níveis de tensão:

Nível 4: Sistemas com tensão nominal maior ou igual a 57,5 kV e menor que 220 kV.

Nível 3: Sistemas com tensão nominal maior ou igual a 30 kV e menor que 57,5 kV.

[14] Futuros de energía eléctrica en Colombia: el advenimiento de un nuevo mercado (Electric Power) BNamericas Content – Retirado de Comisión Nacional de Energia (ES) (2012).
[15] Futuros de energía eléctrica en Colombia: el advenimiento de un nuevo mercado (Electric Power) BNamericas Content – Retirado de Comisión Nacional de Energia (ES) (2012).

Nível 2: Sistemas com tensão nominal maior ou igual a 1 kV e menor que 30 kV.

Nível 1: Sistemas com tensão nominal menor que 1 kV.

A distribuição de energia elétrica é um monopólio natural regulado, e sua regulação está baseada em critérios de eficiência e qualidade na prestação do serviço[16]. Na Colômbia não existem concessões nem franquias para a atividade de distribuição de energia elétrica, nem ao menos exclusividade territorial, podendo existir redes paralelas em uma mesma zona.

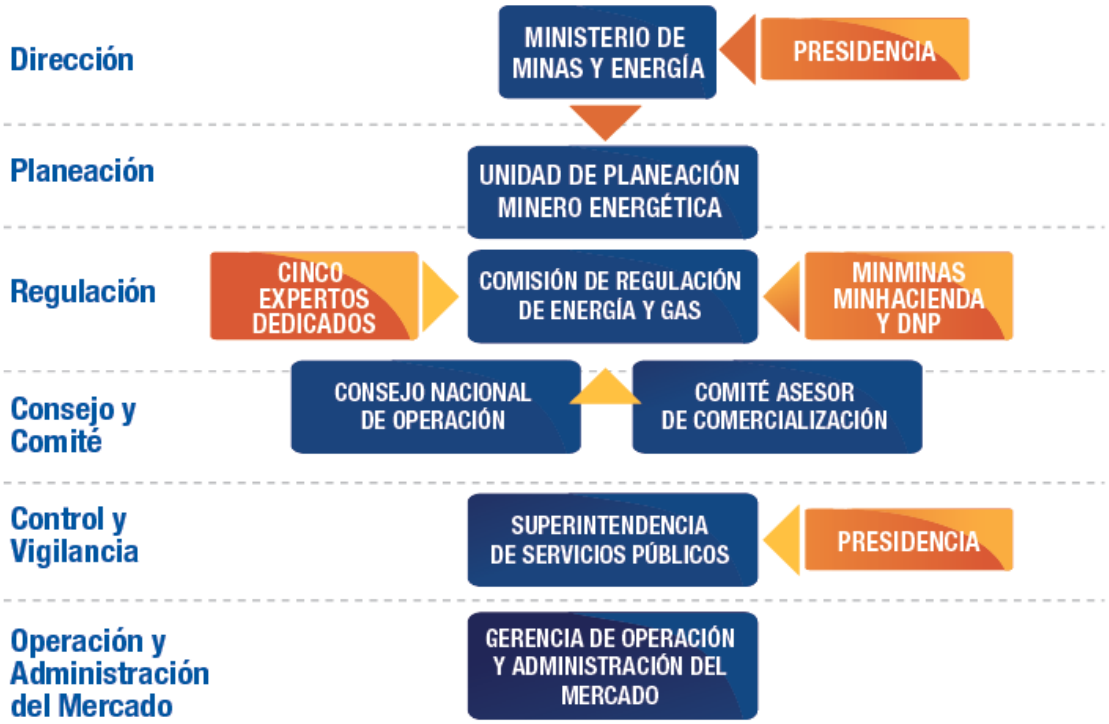
Marco Institucional

Com a reforma ocorrida em 1994, foi concebido e estabelecido um novo órgão regulador, intitulado *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), cuja finalidade principal é a de promover a concorrência e supervisionar as empresas de serviços públicos. Além do CREG, outras entidades possuem responsabilidades sob o setor elétrico do país.

A Figura 4, abaixo, mostra a estrutura e organização do setor elétrico na Colômbia. E após a Figura são apresentadas as funções de cada um dos órgãos integrantes do setor elétrico.

[16] CIER 2013.

Figura 4 – Entidades e Instituições do setor elétrico da Colômbia



Fonte: Proexport Colombia (2010)

As finalidades, responsabilidades e atribuições de cada uma das instituições do setor elétrico colombiano são apresentadas abaixo:

a) *Ministerio de Minas y Energía*[17] é o responsável pela direção e formulação de políticas energéticas; dirige e coordena a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, buscando o uso racional da energia e o desenvolvimento de fontes alternativas.
b) *Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*[18], vinculada ao Ministerio de Minas y Energía, tem por objetivo planejar o setor energético e o de mineração, bem como apoiar políticas públicas orientadas ao desenvolvimento elétrico. A UPME coordena as informações do setor com os agentes e partes interessadas.
c) *Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*[19], Unidade Administrativa Especial do Ministerio de Minas e Energia, é a reguladora do sistema elétrico, tratando dos monopólios naturais. A entidade deve ainda promover a concorrência entre prestadores de serviços públicos, para que as operações dos monopolistas ou de livre concorrência sejam economicamente eficientes.

[17] Ministerio de Minas y Energia (2012).
[18] Unidad de Planeación Minero Energética (2013).
[19] Comisión de Regulación de Energía y Gas (2014).

A comissão tem auxílio de cinco especialistas em assuntos energéticos, de dedicação exclusiva, escolhidos pelo Presidente da República.

d) *Consejo Nacional de Operación (CNO)*[20], sem estar vinculado a qualquer estatal, tem como função principal resolver, de comum acordo, os aspectos técnicos para garantir que a operação do sistema interligado nacional seja segura, confiável e econômica. É conformado por um representante de cada uma das empresas de geração conectadas ao sistema interligado com capacidade instalada superior a 5% do total nacional.
e) *Comité Asesor de Comercialización (CAC)*[21], criado pela CREG, tem por missão dar assistência ao funcionamento e à revisão dos aspectos comerciais do mercado de energia atacadista. Para isso, deve apresentar os informes solicitados pela CREG e formular propostas de regras comerciais para a Bolsa e para a atividade de comercialização do mercado atacadista.
f) *Superintendencia de Servicios Públicos (Superservicios)*[22] deve proteger e promover os direitos e deveres dos usuários e prestadores do serviço de energia elétrica. Assim, por exemplo, a *Superservicios* controla que os subsídios sejam destinados de fato às pessoas de menor renda e que os contratos firmados entre as prestadoras e os usuários sejam cumpridos em condições uniformes.
g) *XM*[23] *Compañia de Expertos em Mercados*, uma filial da empresa ISA, regulada pela CREG cujo principal negócio baseia-se na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), através do *Centro Nacional de Despacho,* e na administração do mercado de energia atacadista na Colômbia, incluindo as transações internacionais de eletricidade. No setor financeiro, conjuntamente à Bolsa de Valores de Colombia, participa na empresa DERIVEX, que administra o mercado de derivativos de commodities energéticas.
h) *Centro Nacional de Despacho (CND)*[24], pertencente à XM, é o operador do sistema, encarregado da supervisão e controle da operação integrada de geração, interligação e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN). O CND está sujeito ao cumprimento do Código de Operação e dos Acordos Técnicos do CNO.

[20] Consejo Nacional de Operación (2014).
[21] Comité Asesor de Comercialización (2014).
[22] Superintendencia de Servicios Públicos (2014).
[23] XM (2014).
[24] Centro Nacional de Despacho (2014).

4.2 Modelo Tarifário[25]

O modelo de regulação adotado pela Colômbia para a distribuição de energia elétrica, até o último período tarifário, é o de Preço Teto de livre acesso. As tarifas de uso são definidas de forma que os usuários finais paguem aos seus fornecedores de energia elétrica somente uma tarifa final, sendo elas definidas (reavaliadas) a cada 5 anos. Ou seja, os períodos tarifários possuem 5 anos.

A metodologia que define as tarifas de energia elétrica a serem praticadas encontra-se estabelecida através da Resolução CREG nº 097 de 2008. No entanto, encontra-se em processo de discussão a elaboração de uma nova metodologia a ser empregada no próximo ciclo tarifário. A Resolução nº 0179/2014 apresenta o conteúdo da nova proposta regulatória, e as análises que ancoram a referida proposta encontram-se no Documento CREG 099/2014. Nesse novo contexto regulatório, o modelo aplicado no próximo ciclo não seria mais de preço teto, e sim de receita máxima (*revenue cap*).

Os objetivos da nova proposta são os que seguem:

- → Incentivar a reposição dos ativos;
- → Melhorar a qualidade de serviço;
- → Atingir patamares de custos de operação e manutenção eficientes e alinhados com a remuneração dos investimentos;
- → Facilitar a incorporação de investimentos em novas tecnologias;
- → Permitir a estabilidade dos investimentos das empresas distribuidoras de energia elétrica;
- → Obter tarifas competitivas; e
- → Garantir a sustentabilidade das empresas.

4.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[26]

A ainda vigente fórmula tarifária incorpora os seguintes componentes:

a) Custo da compra de energia por parte do comercializador, representando o custo da geração de energia;
b) Valor do transporte energético das plantas de geração até as redes regionais de transmissão;

[25] O presente item foi elaborado com base nos seguites documentos: Resolución CREG nº 43/2013, Resolución CREG nº 179/2014 e Documento CREG nº 099/2014.
[26] O presente item foi elaborado com base nos seguites documentos: Resolución CREG nº 43/2013, Resolución CREG nº 179/2014 e Documento CREG nº 099/2014.

c) Valor do transporte das subestações do SIN até o consumidor final (distribuição);
d) Margem de comercializar a energia, incluindo os custos variáveis da atividade de comercialização, associados ao serviço de atendimento, como faturas, leitura, reclamações, etc.;
e) Perdas de energia;
f) Restrições, isto é, custo dos reveses que podem ocorrer nas redes de distribuição.

Transformando o exposto acima para uma formulação matemática, o custo da prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica[27] (CU) para os consumidores regulados seria calculado da seguinte forma:

$$CU = (G + T + D + C_v + Pr + R) \times Consumo + C_f(\pm)\ subsídios/contribuição$$

Onde:

CU: custo de prestação do serviço

G: custo de geração

T: custo de transporte (transmissão)

D: Custo de distribuição

C_v: custo variável de comercialização

Pr: custo de perdas reconhecidas

R: restrições do sistema

C_f: custo fixo de comercialização

Os custos de geração, transmissão, distribuição, custo variável de comercialização, custo das restrições do sistema e das perdas reconhecidas, representam a componente de custo variável da tarifa, enquanto o custo de comercialização compreende os custos fixos contidos na tarifa de energia elétrica.

A determinação da componente de distribuição de energia elétrica na tarifa, passa pela manutenção do nível de cobertura e manutenção da qualidade de serviço e da potência do sistema. As equações que a definem os custos de distribuição são as que seguem. Pode-se notar que são considerados os custos em todos os níveis de distribuição.

[27] O Custo Unitário de Prestação do Serviço (CU) corresponde ao custo econômico eficiente resultante do somatório dos custos das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização e outros custos relacionados à operação e administração do sistema interligado nacional.

E tal como ocorre no custo de transmissão, também no custo de distribuição existe uma componente cujo valor está associado com a manutenção do nível de qualidade de serviço no Sistema de Distribuição Local - SDL. Essa variável é a ΔD_t.

$$Dt_1 = \frac{CD_4}{(1 - Pr_1)} + \frac{CD_2}{(1 - Pr_{1-2})} + CDI_1 + CDM_1 + \Delta D_t$$

e

$$CD = \frac{CAI + AOM}{E_u}$$

Onde:

Dt_1: custo de distribuição do nível 1 (\$/kWh)

CD_i: custo máximo do nível de tensão i

CDI_1: custo máximo de investimento, nível 1

CDM_1: nível máximo de custos de O&M, nível 1

CAI: custo anual de investimento (\$/ano)

AOM: gastos aprovados (\$/ano)

E_u: Energia útil (kWh/ano)

A nova metodologia tarifária para a distribuição considera na sua formulação a remuneração dos investimentos e os gastos com prestação do serviço de distribuição, assim como incentivos (positivos e/ou negativos) relacionados com a qualidade do serviço prestado e o nível de eficiência alcançado pela distribuidora de energia elétrica na execução de investimentos e gastos com operação de manutenção. A formulação matemática da nova metodologia tarifária para a distribuição seria a que segue:

$$Receita = BRA * r + RC + AOM + INC$$

Onde:

BRA: base de remuneração

r: custo de capital (taxa de retorno do capital)

RC: recuperação do capital investido

AOM: custo de operação e manutenção

INC: incentivos

Nos itens subsequentes será apresentado o mecanismo de definição da tarifa tanto na metodologia atual quanto na que se encontra em processo de elaboração.

Aparte disso, durante os últimos quatro períodos tarifários a CREG elaborou resoluções normativas contendo as metodologias de tratamento das componentes que formam a tarifa de distribuição de energia elétrica. A CREG se encontra, atualmente, em processo de definição da nova metodologia tarifária, divulgada pela Resolução nº 0179/2014. A Figura 5 apresentada a seguir mostra de forma resumida o processo de definição de cada uma das componentes da tarifa para os últimos quatro períodos tarifários.

Figura 5 - Principais Aspectos da Metodologia de Remuneração das Atividades de Distribuição de Energia Elétrica, 1997-2014

Elementos da Metodologia	Res. CREG 099 de 1997	Res. CREG 082 de 2002	Res. CREG 097 de 2008	Res.CREG 0179 de 2014
Método Regulatório	**Preço Teto**	**Preço Teto**	**Preço Teto**	**Receita Máxima**
Remuneração dos Investimentos			Valor Novo de Reposição - VNR Ajuste Quinquenal da Base de Remuneração	Custos de Reposição dos Equipamentos Depreciado Ativos Depreciados Ajuste pela mudança do modelo regulatório Manutenção da Estabilidade na Base de Remuneração
Taxa de Retorno	WACC	WACC	WACC	WACC
Gastos	Calculado como um percentual do Investimento	Calculado como um percentual do Investimento	Gastos Ajustados anualmente de acordo com a qualidade de serviço	Gastos Ajustados Anualmente com base na eficiência alcançada, aplicando menú de contratos. Definição de metas de eficiência a serem alcançadas
Qualidade de Serviço	Aplicação de Esquema de compensações	Aplicação de Esquema de compensações	Qualidade histórica de referência Qualidade Geral (esquema de incentivos) Qualidade Individual (esquema de compensações)	Qualidade Eficiente de Referência Qualidade Geral (ajuste do esquema de incentivos) Qualidade Individual (ajuste do esquema de compensações)
Perdas	Aplicação de um único índice de perdas	Índices Calculados para casa tipo de zona (urbana/rural)	Índice de Perdas por Mercado	Reconhecimento dos Planos de Redução de Perdas (Decreto MME nº 1937/2013) Ajuste dos índices de perdas reconhecidos na tarifa

Fonte: Elaboração Própria

Custos Operacionais

No último período tarifário, os custos que integram o Valor Agregado de Distribuição - VAD, denominados Custos de Administração, Operação e Manutenção - AOM reconhecidos são estabelecidos com base em uma metodologia dividida em duas etapas. A primeira etapa compreendeu o período de 2008/2009 e a segunda o período pós 2010.

Na primeira etapa os custos de operação e manutenção reconhecidos são calculados como um percentual do valor de reposição dos investimentos (Custo de Reposição dos Investimentos - CRI). Esse percentual é determinado como metade da soma dos custos de operação e manutenção efetivos da empresa e o montante de custo remunerado pela CREG para o período anterior. Este percentual é denominado percentual de referência.

Na segunda etapa de aplicação da metodologia, define-se um limite superior e inferior para o percentual de referência. A ideia é que esse percentual de referência esteja 0,70% a 1% do valor do CRI. O valor de AOM final deve estar dentro desse intervalo, e é calculado com base na relação entre os gastos reais da empresa e os indicadores de qualidade da empresa. Os critérios para o estabelecimento dessa relação não estão especificados na regulação.

A nova metodologia proposta pelo CREG, na resolução nº 0179/2014 calcula os gastos a serem reconhecidos na tarifa, excluindo dos mesmos os custos associados a outras atividades da cadeia de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, custos associados com os serviços prestados por outros Operadores da Rede - OR, custos associados aos ativos de conexão de usuários do Sistema de Transmissão Regional - STR e Sistema de Distribuição Local - SDL, custos associados a ativos executados por meio de chamadas públicas, custos associados com serviços prestados a terceiros e custos associados com os investimentos necessários para a reposição de ativos.

A fórmula matemática pela qual são definidos os custos de AOM reconhecidos é a que segue:

$$IAAOM_{j,n,t} = AOMbase_{j,n,t} + AOMNI_{j,n,t}$$

Onde:

$IAAOM_{j,n,t}$: representa a receita anual de AOM do OR j, para o ano t no nível de tensão n, expresso em pesos da data de corte.

$AOMbase_{j,n,t}$: representa o valor do AOM base do OR j, para o ano t no nível de tensão n, expressos em pesos da data de corte.

$AOMNI_{j,n,t}$: representa o valor do AOM para novos investimentos, diferentes de reposição, do OR j, para o ano t no nível de tensão n, expresso em pesos da data de corte.

Para o cálculo do valor anual de AOM, primeiramente se obtém um valor de custos de operação e manutenção inicial a partir dos valores de AOM remunerados e demonstrados para cada um dos operadores de rede (OR), durante o período compreendido entre 2009 e 2013. Tais valores são comparados com o resultado da aplicação de modelos de eficiência para, só então, se determinar o valor do AOM a ser reconhecido.

O valor do AOM base que será reconhecido para ativos existentes é calculado seguindo a equação abaixo.

$$AOMOB_j = fe_j * \left(AOMD_{j,09-13} - AOMP_j\right) * \frac{IPP_{fc}}{IPP_{2013}}$$

No entanto se $AOMOB_j$ for superior ou igual ao $AOMINI_j$:

$$AOMbase_{j,t} = AOMOB_j$$

Caso contrario:

$$AOMbase_{j,t} = AOMINI_j - \frac{1}{5} * t * \left(AOMINI_j - AOMOB_j\right)$$

Onde:

$AOMOB_j$: representa o valor do AOM objetivo a ser reconhecido para o OR *j*, expresso em pesos da data de corte.

fe_j: Fator de eficiência do OR *j* obtido a partir dos modelos de eficiência estabelecidos para os gastos de AOM na atividade de distribuição.

$AOMD_{j,09-13}$: Valor do AOM demonstrado para o OR *j*, obtido pela média aritmética dos AOM para o período 2009-2013;

$AOMbase_{j,t}$: Valor do AOM base para o OR *j*, para o ano *t*, expresso em pesos da data de corte.

$AOMINI_j$: Valor do AOM inicial do OR *j*, expresso em pesos da data de corte.

$AOMP_j$: Valor do AOM destinado aos programas de redução ou manutenção de perdas do OR *j*. Equivale a média dos valores informados para os anos de 2009 a 2013, expresso em pesos de dezembro de 2013.

IPP_{fc}: Índice de preços ao produtor na data de corte.

IPP_{2013}: Índice de preços ao produtor em dezembro de 2013.

t: Variável que conta o número de anos de aplicação da metodologia. É igual a 1 para o ano em que inicia a aplicação desta metodologia.

Para o cálculo da variável de AOM inicial ($AOMINI_j$:) é preciso seguir os passos da fórmula abaixo:

$$AOMINI_j = \left\{ mín\left(6{,}8\ \% * CRI_{j,2013}\ , \frac{AOMD_{j,09-13} + AOMR_{j,09-13}}{2}\right) - AOMP_j \right\} * \frac{IPP_{fc}}{IPP_{2013}}$$

Onde:

$AOMINI_j$: Valor do AOM inicial do OR *j*, expresso em pesos da data de corte.

$AOMD_{j,09\text{-}13}$: Valor do AOM demonstrado para o OR *j*, obtido pela média aritmética dos AOM para o período 2009-2013.

$AOMR_{j,09\text{-}13}$: Valor do AMO remunerado para o OR *j*.

$CRI_{j,2013}$: Soma dos Valores de reposição do investimento em cada nível de tensão do OR *j* utilizado para calcular o $PAOMD_{j,2013}$.

$AOMP_j$: Valor do AOM destinado aos programas de regulação de perdas do OR *j*. Equivale a média dos valores informados para os anos de 2009 a 2013, expresso em pesos de dezembro de 2013.

IPP_{fc}: Índice de preços ao produtor na data de corte.

IPP_{2013}: Índice de preços ao produtor em dezembro de 2013.

O AOM eficiente para cada um dos níveis de tensão é calculado com base na relação entre a base de remuneração regulatória total, e a base de remuneração regulatória do nível de tensão. A expressão matemática que define o cálculo dessa componente é a que segue:

$$AOMbase_{j,n,t} = AOMbase_{j,t} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^{4} BRAE_{j,n,0}}$$

Onde:

$AOMbase_{j,n,t}$: Valor do AOM base do OR *j*, para o nível de tensão *n* durante o ano *t*, expresso em pesos da data de corte.

$AOMbase_{j,t}$: Valor do AOM base do OR *j*, para o ano *t*, expresso em pesos da data de corte.

$BRAE_{j,n,0}$: Base regulatória de ativos elétricos para cada nível de tensão *n*, do OR *j*, no ano *t-1 = 0*,

A formulação até então apresentada, se refere somente ao reconhecimento de custos de operação e manutenção dos ativos já existentes. O segundo passo da determinação dos custos de AOM consiste na definição do AOM a ser reconhecido para os novos investimentos (novas instalações) que não sejam de reposição.

$$AOMNI_{j,n,t} = 2\,\% * VACNI_{j,n,t} \quad \text{para n = 4 ou 3}$$

$$AOMNI_{j,n,t} = 4\,\% * VACNI_{j,n,t} \quad \text{para n = 2 ou 1}$$

Onde:

$AOMNI_{j,n,t}$: Valor do AOM para as novas instalações no nível de tensão *n* do OR *j*, expressos em pesos da data de corte.

$VACNI_{j,n,t}$: Valor acumulado até o ano *t* dos novos investimentos no nível de tensão *n*, diferentes de reposição, para o OR *j*, expresso em pesos da data de corte.

A fim de verificar as informações AOM fornecidas pelos operadores de rede, a informação precisar ser reportada anualmente para o CREG com um laudo e análise realizada por uma auditoria independente. No caso do não

cumprimento dessa obrigação, o operador terá sua receita anual reduzida em 5%.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Metodologia Antiga

A metodologia, ainda em vigor, utilizada para a determinação e cálculo da remuneração do capital, possui diferenças dependendo do nível de tensão da rede. De fato, somente para o nível de tensão 1 existe uma metodologia diferenciada.

Para o nível de tensão 1 são considerados o total dos transformadores informados pela empresa ao Sistema Único de Informação - SUI. Realiza-se, então, uma amostra estratificada de tais transformadores, para os quais se define uma rede típica. Também com base nos dados da amostra são calculados níveis de investimento médio das redes e transformadores por circuito e estrado da amostra. Essa estimação realizada para a amostra de transformadores é então extrapolada para todo o universo do OR. Por fim, as anuidades do capital são estimadas considerando a taxa de retorno e a vida útil reconhecida regulatoriamente (Tabela 27 do numeral 5.3. da Resolução CREG 097/2008[28]).

Para os níveis de tensão 2, 3 e 4, a remuneração do capital, denominada Custo Anual Equivalente dos Ativos de Uso ($CAAEj_{,n}$) é calculada como segue:

- → Quantidade de Ativos: as represas devem reportar a quantidade de ativos em operação inventariados para a data de corte (ano base para o cálculo da remuneração), de acordo com a lista de unidades construtivas (UC) constantes no Capítulo 5 da Resolução CREG nº 097/2008. Para cada nível de tensão existe uma tabela de UCs associada.
- → Avaliação dos Ativos: utiliza-se a avaliação dos ativos pertencentes às UCs informadas, considerando o custo reconhecido e a vida útil definidas no Capítulo 5 da Resolução CREG nº 097/2008.

Com relação aos investimentos em ativos não elétricos (plantas gerais, veículos, etc.) está limitada a 4,1% da anuidade do VNR dos ativos elétricos. A CREG não reconhece na base de remuneração, os ativos adquiridos com capital de terceiros.

A taxa de retorno que remunera o capital investido é determinada seguindo a metodologia do WACC/CAPM.

[28] Reconhecem-se 30 anos para redes e 20 anos para transformadores.

Proposta de Metodologia Nova

Na nova metodologia proposta, as receitas anuais de cada um dos níveis de tensão do SDL são determinadas com base na seguinte expressão matemática:

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t}$$

Onde:

$IAA_{j,n,t}$: Receita anual pelo investimento em ativos do nível de tensão *n*, do OR *j*, no ano *t.*

$BRA_{j,n,t}$: Base regulatória de ativos do nível de tensão *n*, do OR *j*, no ano *t*.

r: Taxa de retorno, reconhecida para a atividade de distribuição de energia elétrica em um esquema de receita máxima.

$RC_{j,n,t}$: Recuperação do capital reconhecida para os ativos remunerados na base regulatória do nível de tensão *n*, do OR *j*, no ano *t*.

$BRT_{j,n,t}$: Base regulatória de terrenos do nível de tensão *n*, do OR *j*, no ano *t*.

Da equação acima três componentes específicas precisam ser determinadas: a base regulatória de ativos e de terrenos, e a recuperação do capital.

Base de Remuneração dos Ativos

A base regulatória de ativos de um OR é determinada considerando a seguinte equação:

$$BRA_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t} + BRANE_{j,n,t}$$

Onde:

$BRA_{j,n,t}$: Base regulatória de ativos do nível de tensão *n*, do OR *j*, no ano *t.*

$BRAE_{j,n,t}$: Base regulatória de ativos elétricos do OR *j*, no nível de tensão *n,* no ano *t.*

$BRANE_{j,n,t}$: Base regulatória de ativos não elétricos do OR j, no nível de tensão n, no ano t.

A base de ativos elétricos é calculada considerando a base de ativos elétricos existentes e novos, excluindo a recuperação de capital dos mesmos e a base de ativos elétricos fora de operação. No entanto, para o primeiro ano de aplicação da metodologia a base de ativos elétricos será calculada com base no somatório do valor implícito dos ativos elétricos calculados pela metodologia da resolução CREG 97/2008 e o custo de reposição do investimento nos ativos postos em operação entre janeiro de 2008 e a data de corte. O valor resultante dessa soma é então multiplicado por um fator de ajuste (que considera antiguidade e mudança do modelo regulatório) e um fator de indexação de preços em dezembro 2007 até a data de corte. Já para os ativos não elétricos, a base reconhecida é calculada pelo somatório da base de remuneração dos ativos não elétricos existentes e os novos ativos, multiplicada por uma fração da base de ativos elétricos, reconhecida como ativos não elétricos, sendo a mesma igual a 0,02.

Recuperação do Capital

A recuperação do capital dos ativos representa o somatório da recuperação do capital reconhecido para os ativos incluídos na base regulatória inicial de ativos mais a recuperação do capital da base de ativos que entraram em operação depois da data de corte.

$$RC_{j,n,t} = RCBIA_{j,n,t} + RCNA_{j,n,t}$$

Onde:

$RC_{j,n,t}$: Recuperação do Capital reconhecido para os ativos remunerados para os ativos remunerados na base regulatória do nível de tensão n, do OR j, no ano t.

$RCBIA_{j,n,t}$: Recuperação do Capital reconhecido para os ativos incluídos na base regulatória inicial de ativos do nível de tensão n, do OR j, no ano t.

$RCNA_{j,n,t}$: Recuperação do Capital reconhecido para os ativos que entraram em operação a partir da data de corte, para o nível de tensão n, do OR j, no ano t.

A variável recuperação do capital reconhecido para ativos incluídos na base regulatória inicial é calculada por meio da equação abaixo:

$$RCBIA_{j,n,t} = \frac{BRAE_{j,n,o}}{VUr_{j,n}}$$

Onde:

$BRAE_{j,n,o}$: Base regulatória de ativos elétricos do nível de tensão n, del OR j, no ano $t = 0$

VUr_j: Vida útil remanescente para os ativos incluídos na base regulatória inicial de ativos do OR j.

A vida útil remanescente é obtida por meio da diferença entre a vida útil regulatória aos ativos novos e a antiguidade média ponderada pela participação na valorização da BRA inicial. A equação a seguir descreve a fórmula de cálculo:

$$VUr_{j,n} = VURN_n - APP_{j,n}$$

Onde:

$VURN_n$: Vida útil regulatória aplicada aos ativos novos. Para ativos de nível de tensão 1 é igual a 35 anos e para ativos dos níveis de tensão 4, 3 e 2 é igual a 45 anos.

$APP_{j,n}$: Antiguidade média ponderada, pela participação na valorização da base de remuneração inicial, dos ativos do OR j, no nível de tensão n, calculada com base na vida útil de cada UC.

Para os ativos que entraram em operação após a data de corte, a recuperação do capital reconhecido é calculada pela razão entre o somatório dos ativos novos por nível e tensão, e a vida útil de tais ativos.

$$RCNA_{j,n,t} = \frac{\sum_{t=1}^{T} BRAEN_{j,n,t}}{VURN_n}$$

Onde:

T: Anos de aplicação da metodologia definida na resolução.

$BRAEN_{j,n,t}$: Base regulatória de ativos elétricos novos do nível de tensão n, do OR j, no ano t.

$VURN_n$: Vida útil regulatória aplicada aos ativos novos. Para os ativos de nível de tensão 1 é igual a 35 anos e para ativos dos níveis de tensão 4, 3 e 2 é igual a 45 anos.

Base de Remuneração dos Terrenos

A base de remuneração dos terrenos é calculada considerando a equação a seguir:

$$BRT_{j,n,t} = R * \sum_{i=1}^{NS_{j,n}} \left(AT_i * PU_{j,i} * \left(1 - RPP_{j,i}\right) * VCT_i\right)$$

Onde:

$BRT_{j,n,t}$: Base regulatoria de terrenos del nivel de tensión n, del OR j, en el año t.

R: Percentual anual reconhecido sobre o valor dos terrenos, igual a 6,9 %.

$NS_{j,n}$: Número total de UC de subestações do nível de tensão n, do OR j, para o ano t, sobre as quais se reconhecem as áreas de terrenos.

AT_i: Área típica reconhecida para a UC i em m².

$PU_{j,i}$: Percentual do custo total da UC i que é remunerado via encargos de uso ao OR j.

$RPP_{j,i}$: Fração que não deve ser incluída no cálculo da tarifa de acordo com o disposto na Ley 142 de 1994.

VCT_i: Valor cadastral do terreno correspondente a subestação ao qual se encontra a UC i, em \$/m² da data de corte.

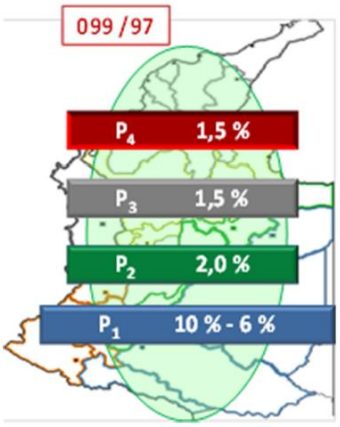
É também considerada, nesse novo modelo, a elaboração de um plano de investimento que apresente informações a respeito do plano de expansão e de reposição dos ativos do operador da rede, planos de investimentos associados à melhoria da qualidade de serviço e de redução das perdas e plano de investimento em novas tecnologias.

Tratamento Regulatório das Perdas

Metodologia Antiga

O tratamento das perdas regulatórias na Colombia passou por diversas evoluções nos últimos 18 anos. Por meio da Resolução CREG nº 099/1997 se introduziu o reconhecimento de perdas eficientes, associados a uma rede nova considerando também o reconhecimento de perdas não técnicas no nível de tensão 1, devendo as mesmas serem serem reduzidas ao longo do período regulatório, alcançando ao final dos 5 anos o índice de perdas técnicas. Ou seja, a ideia é que ao final de cinco anos de período tarifário as perdas não técnicas, no nível 1, fossem zeradas. Nesse período, como apresentado na Figura 6, o índice de perdas no nível 1 (P1) estaria entre 10%-6% ao longo do período tarifário. A velocidade da redução das perdas não técnicas foi determinada por um índice anual descrescente, de forma que, ao final dos 5 anos do ciclo tarifário as perdas não técnicas estejam zeradas.

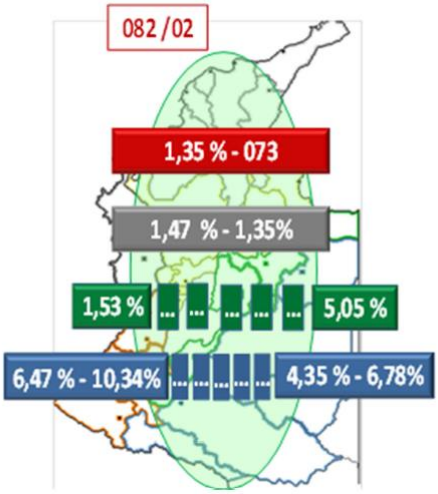
Figura 6: Índice de Perdas da Resolução CREG nº99/1997



Fonte: CREG (2014)

Em 2002, por meio da Resolução nº 082/2002, foram introduzidos, pela primeira vez na regulação colombiana, elementos específicos de cada empresa de distribuição para o reconhecimento das perdas. Por isso, para a determinação do índice de perdas no nível de tensão 1 e 2 foram calculados níveis de perdas diferenciados para área rural e urbana. E com base nesses limites, cada empresa determinou seu índice particular, em função do grau de "ruralidade" da empresa. Com isso, o índice de perdas para o nível de tensão 1 para a áre urbana passou a ser, no primeiro ano do ciclo, de 6,47% na área urbana e de 10,34% na área rural, devendo no final do ciclo os respectivos índices de perdas serem de 4,35% para a área urbana e 6,78% na área rural. A Figura 7 mostra o índice de perdas, por nível de tensão, estabelecido para o primeiro e o último ano do ciclo tarifário, para as áreas urbanas e rurais.

Figura 7: Índice de Perdas da Resolução CREG nº82/2002



Fonte: CREG (2014)

No último ciclo, por meio da Resolução CREG nº 97/2008, foi possível uma maior aproximação dos índices de perdas reconhecidos regulatoriamente dos níveis de perdas reais por considerar especificidades de cada uma das empresas em seu cálculo. As perdas técnicas no nível de tensão 1 foram determinadas com base em circuitos típicos fornecidos pelos Operadores da Rede – OR. Já as perdas não técnicas obtidas pela diferença resultante entre 12,75% e o índice de perdas técnicas calculado para o nível de tensão 1, valor esse que permaneceria até que fosse aprovado um valor de perdas especifico para a OR. Com isso, o índice total de perdas reconhecidas para o nível de tensão 1 foi de 12,75%.

Metodologia Nova

Na metodologia atualmente em vigor são elaborados planos de gestão das perdas de energia elétrica constituídos por planos de redução e por planos de manutenção das perdas. A metodologia de aprovação dos planos de gestão de perdas levam em consideração os seguintes aspectos:

→ Custos eficientes do plano, que são constituídos por investimentos e por custos e gastos aprovados pelo OR para essa finalidade;

→ Remuneração do plano de redução das perdas que é aplicável unicamente nos mercados de comercialização que apresentem perdas de energia elétrica superiores às perdas reconhecidas no nível de tensão 1 à data de entrada de vigência dessa resolução, tendo o mesmo uma duração de cinco anos;

→ A remuneração dos custos de operação de manutenção das perdas é aplicável para os OR que na data de corte do período tarifário apresentarem índice de perdas para o nível de tensão 1 inferior ao reconhecido ou para os que tiverem níveis de perdas aprovados para o nível de tensão 1 como produto do estudo de perdas;

→ A remuneração dos planos de redução de perdas está sujeita ao cumprimento das metas aprovadas para o OR. O não cumprimento de tais metas terá como consequência a devolução de parte ou totalidade dos recursos recebidos com esse objetivo;

→ A remuneração dos planos de redução de perdas será efetuada de forma diferenciada, dependendo do tipo de consumidor. No caso dos consumidores regulador, esse valor será incorporado na tarifa por meio de tarifa de uso do sistema e pelo custo unitário do serviço prestado, enquanto para os consumidores livres (não regulados), tais custos estariam incorporados nas tarifas de acesso a rede.por meio dos encargos de uso e pelo custo unitário de prestação de serviço, devendo esse valor, para os usuários não regulados, ser incorporado nos custos do serviço.

O custo anual do plano de redução de perdas será analisado considerando um custo total de referência, calculado com base num modelo de estimação do custo eficiente a partir da meta final de perdas de energia solicitadas pelo OR. O valor aprovado será o menor valor entre o calculado pelo modelo de estimação e o apresentado pelo operador. No custo do plano devem estar contemplados gastos com investimentos em redução das perdas não técnicas e qualquer outro gasto e custo que incida sob o agente executor do plano.

Será feito um acompanhamento da execução do plano de redução de perdas, e o mesmo será avaliado por meio do cálculo do índice de perdas totais. No caso do cumprimento das metas, a remuneração aprovada será mantida para o seguinte período de avaliação. No caso do não cumprimento das metas estabelecidas, será suspensa a remuneração do plano de redução de perdas, sem que com isso o OR deva deixar de executar o plano, sendo o índice de perdas recalculado no próximo período de avaliação. E se no período de avaliação subsequente a meta de redução continuar não sendo alcançada, a execução do plano de perdas será suspensa, e o OR terá que devolver todas as remunerações recebidas com essa finalidade.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Metodologia Antiga

No modelo vigente se controla a qualidade do fornecimento, e são aplicadas compensações para os usuários por ultrapassagem dos limites dos indicadores de qualidade definidos regulatoriamente. Os indicadores de qualidade de fornecimento vigentes na regulação colombiana[29] são o indicador de duração equivalente das interrupções do fornecimento (DES) e a frequência equivalente das interrupções do fornecimento (FES). Por meio do uso dos dois indicadores se determinam as condições de prestação do serviço de energia elétrica através dos sistemas de distribuição. Essa medida é calculada mensalmente por usuário final. A ultrapassagem dos limites máximos admissíveis (estabelecidos para períodos trimestrais) tem como consequência o pagamento de compensações ao cliente final. Os limites máximos dos indicadores são o que seguem (Figura 8). Cada um dos grupos de qualidade corresponde a circuitos localizados em centros urbanos com diferentes níveis populacionais.

Figura 8: Limites dos Indicadores de Qualidade de Fornecimento

Grupo	DES (horas / alimentador por trimestre)	FES (interrupções / alimentador por trimestre)
Qualidade 1	2.75	6.50
Qualidade 2	4.75	11.0
Qualidade 3	7.25	12.0
Qualidade 4	9.75	14.0

Metodologia Nova

Na nova metodologia de qualidade de serviço os indicadores de duração e frequência das interrupções do fornecimento seguem sendo utilizados na análise. São determinados indicadores de qualidade média do sistema de distribuição e indicadores de qualidade individual para cada um dos usuários da rede.

Nesse contexto é aplicado um sistema de incentivos, onde dependendo o nível de melhoria ou piora da qualidade média frente à meta regulatória, o operador do sistema poderá ter sua receita aumentada ou diminuída durante o ano imediatamente subsequente à avaliação. Conjuntamente ao esquema de incentivos, é aplicado também o esquema de compensações dos usuários,

[29] Resolución CREG 070 de 1998. Reglamento de Distribución.

buscando por ele a garantia de um nível mínimo de qualidade individual do fornecimento.

5 MÉXICO

5.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

O Setor Elétrico do México está integrado por um conjunto de atores, tanto públicos, como privados, que intervém nos processos de geração, transmissão, distribuição, comercialização e controle operativo do Sistema Elétrico.

As atribuições do Estado estão estabelecidas na Constituição do México, nos parágrafos primeiro e segundo do Artigo 25, em que se afirma que corresponde ao Estado o desenvolvimento nacional para fortalecer a soberania através do planejamento, condução, coordenação e orientação de atividades econômicas que estejam relacionadas ao interesse geral. Posteriormente, o Artigo 27 é ainda mais enfático, ao estabelecer que corresponde exclusivamente ao Estado gerar, conduzir, transformar, distribuir e abastecer energia elétrica que tenha por objetivo a prestação do serviço público. Por fim, o Artigo 28 define as funções que o Estado deve exercer de forma exclusiva em áreas energéticas, dentre elas a eletricidade.

Na mesma linha, a Lei de Serviço Público de Energia Elétrica (LSPEE) explicita o objetivo da Comissão Federal de Eletricidade (CFE), suas atribuições e responsabilidades, bem como uma estrutura para a prestação do serviço público de energia elétrica[30]. Assim, a CFE é definida como entidade verticalizada do governo responsável desde a geração à comercialização.

O setor privado pode participar na geração de energia elétrica, graças ao Artigo 36 da LSPEE, que permite a autogeração em algumas modalidades. Além disso, os agentes particulares atuam no setor elétrico com a CFE e em diversos esquemas, gerando eletricidade para venda à CFE ou para exportação.

Em 2013, o México iniciou um processo de reforma de seu setor energético. A iniciativa da reforma pretende promover uma abertura à participação de atores privados em projetos de geração, ampliando a oferta elétrica a um menor custo e impulsionando o aproveitamento das energias renováveis. Pretende-se criar um marco institucional forte mediante reformas nos artigos 27 e 28 da Constituição. O controle operativo do Sistema Elétrico Nacional (SEN) ficará a cargo de um órgão público sem vinculação à CFE, na tentativa de garantir um acesso aberto e não discriminatório às redes de transmissão e distribuição.

Porém, atualmente, a organização do setor elétrico no México caracteriza-se por um papel fortemente verticalizado da CFE e pela permissão de participação privada em projetos de geração, embora o Estado ainda seja responsável pela maior parte do parque gerador.

[30] Secretaría de Energía: Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027.

Marco Institucional

Conforme demonstrado, o setor de energia elétrica no México é altamente concentrado. No país, além dos poucos produtores privados, existem instituições governamentais que foram criadas para zelar por um bom funcionando do setor elétrico:

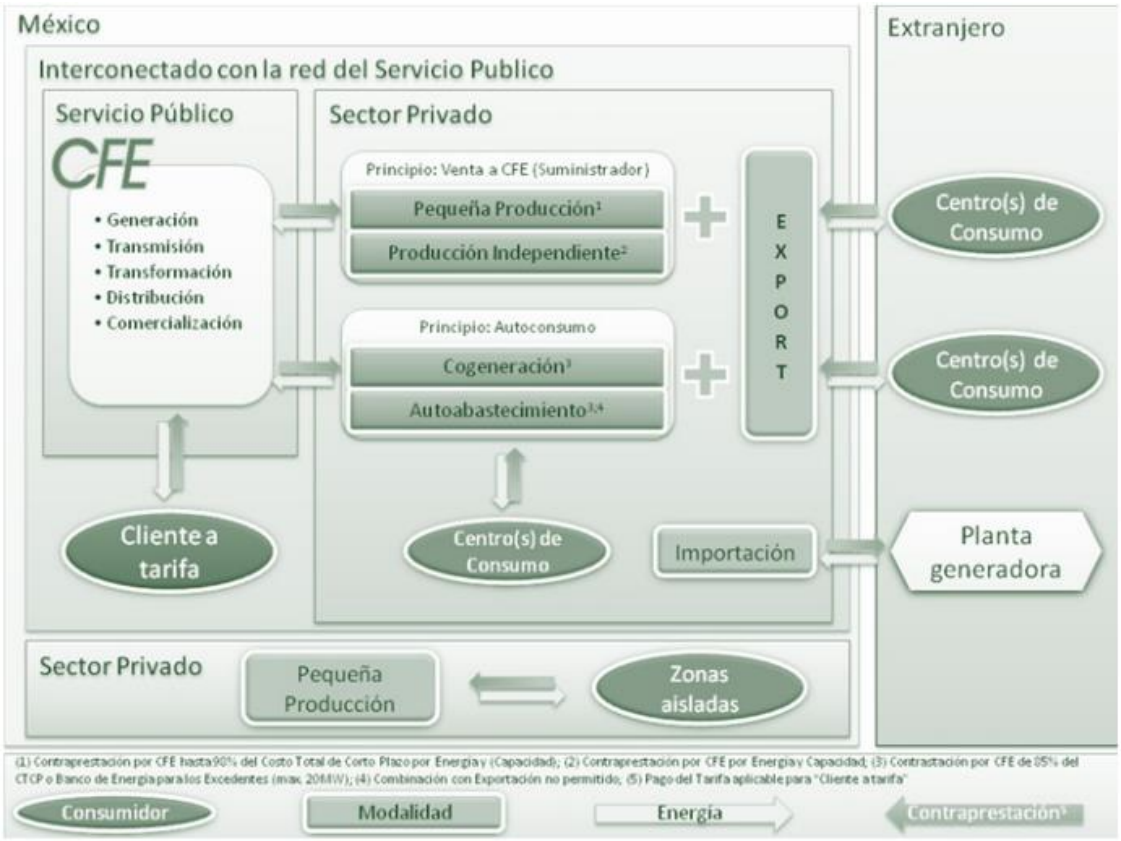
a) *Comisión Federal de Electricidad (CFE)*[31] é a entidade paraestatal encarregada do planejamento, geração, condução, transformação, distribuição, comercialização e importação de energia elétrica, além de realizar as obras e projetos de expansão e manutenção de infraestrutura para garantir o fornecimento do serviço público. A CFE detém o controle das redes de transmissão e distribuição e é a operadora do sistema.
b) *Secretaría de Energía (SENER)*[32] tem como atribuições o estabelecimento e condução da política energética e a observância de atividades das entidades paraestatais, devendo supervisionar os órgãos públicos que integram o setor elétrico. A SENER tem a responsabilidade de promover a participação dos produtores privados nos termos da legislação e buscar o planejamento no médio e longo prazo, fixando diretrizes econômicas.
c) *Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)*[33], com participação da SENER, CRE e Secretaría de Economía (SE), fixa as tarifas de energia elétrica sob proposta da CFE, bem como seu ajuste ou reestruturação de forma que cubra as necessidades financeiras e as de ampliação do serviço público de eletricidade, promovendo o consumo racional de energia.
d) *Comisión Reguladora de Energía (CRE)*[34] é o órgão regulador do setor elétrico. A CRE foi criada por meio de um decreto presidencial em 1993[35], em função da Lei do Serviço Público de Energia Elétrica 1992 que prevê a constituição de um órgão administrativo segregado da então Secretaría de Energía para resolver as questões derivadas da interação entre o setor público e o privado. Seu objetivo fundamental é o de fomentar o desenvolvimento eficiente das atividades, tais como o fornecimento e a venda de energia elétrica aos usuários do serviço público; a geração, exportação e importação de energia elétrica feita por particulares; a aquisição da energia elétrica destinada ao serviço público e os serviços de condução, transformação e entrega física de energia.

A participação privada em geração e importação está sujeita à autorização prévia da CRE, que avaliará os requisitos técnicos e legais estabelecidos pela

[31] Secretaría de Energía: Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027.
[32] Secretaría de Energía: Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027.
[33] Secretaría de Energía: Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027.
[34] Secretaría de Energía: Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027.
[35] Comisión Reguladora de Energía (2013).

LSPEE[36]. Na Figura 9, observa-se um esquema da organização do setor elétrico do México.

Figura 9 – Organização e estrutura do setor elétrico no México[37]



Fonte: Secretaría de Energía: Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027

Como se observa na figura acima, o Setor Elétrico (SE) é integrado por um conjunto de atores, públicos e privados, que intervém nos processos de geração, transmissão, distribuição, comercialização e controle operacional de energia elétrica.

O Setor Elétrico tem como finalidade fornecer energia elétrica aos diversos setores econômicos do país. As atribuiç ões de cada um dos atores, suas interrelações, assim como sua operação conjunta, se encontram estabelecidas em diversos ordenamentos legais que regulam a prestação do serviço público de energia elétrica, a participação de privados e o comércio exterior.

[36] Guía para trámites con la Comisión Reguladora para permisos de generación e importación de energía eléctrica con energías renovables, cogeneración y fuente firme (2010).
[37] Comisión Reguladora de Energía (2013).

5.2 Modelo Tarifário[38]

Segundo o Artigo 31 da LSPEE, as tarifas elétricas no México são propostas pela Comissão Federal de Eletricidade (CFE) e são fixadas pela Secretaria da Fazenda e Crédito Público, com a participação das Secretarias de Energia e Economia. Estas tarifas devem ser fixadas, ajustadas ou reestruturadas, de forma que cubram as necessidades financeiras e as de ampliação do Serviço Público, além do consumo racional de energia.

A Secretaria de Energia, em 2008, realizou um estudo sobre as Tarifas Elétricas e Custos de Fornecimento, no México. Este estudo foi realizado com base nas informações disponilizadas pela CFE, as informações disponibilizadas a seguir, referem-se a este estudo.

As tarifas para o fornecimento e venda de energia elétrica são classificadas de acordo com o consumo e o nível de tensão e são classificadas em específicas e gerais, como se observa a seguir.

Tarifas específicas são determinadas primeiramente pelo uso final da energia, são elas:

- Domésticas (1 a 1F e Doméstica de Alto Consumo (DAC)).
- Iluminação Pública (5 e 5A);
- Bombeamento de águas potáveis e de esgoto (6);
- Serviços Temporários (7);
- Bombeamento de água para irrigação agrícola (9, 9-M, 9-CU e 9-N);
- Instalações de Aquicultura (EA)

As tarifas de uso geral se classificam quanto ao nível de tensão, são elas:

- Baixa Tensão (2 e 3);
- Média Tensão (O-M, H-M e H-MC);
- Alta Tensão, Nível Subtransmissão (H-S e H-SL);
- Alta Tensão Nível Transmissão (H-T E H-TL);
- Serviço Interrompível em Alta Tensão (I-15 e I-30);
- Serviço de Respaldo para Falhas e Manutenção de Média e Alta Tensão (HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF e HT-RM).

Os ajustes periódicos tarifários são realizados mediante três procedimentos, sendo eles:

- Ajuste mensal com fatores fixos acumulativos: Este procedimento se aplica às tarifas domésticas (exceto DAC), de iluminação pública, de bombeamento

[38] Secretaría de Energía, SENER. Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027. Secretaría de Energía, SENER. Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro.
Secretaría de Energía, SENER. Indicadores de CFE y LYFC.
Comisión Federal de Electricidad, CFE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026.

de águas potáveis e de esgoto e bombeamento de água para atividade agrícola 9 e 9-M.

Os fatores de ajuste mensal são mantidos, em geral, acima dos níveis de inflação dos preços do consumidor, mas com uma tendência decrescente, principalmente no caso das tarifas domésticas. Contudo, os ajustes acumulados a cada ano tem sido inferiores aos aplicados nas tarifas sujeitas à Fórmula de Ajuste Automático, nas quais são refletidas as variações dos fatores que incidem nos custos de fornecimento.

- Ajuste anual com taxas fixas predeterminadas: Este procedimento só se aplica para as tarifas de bombeamento de água para irrigação agrícola 9-CU e 9-N.

  Desde sua criação em 2003, a tarifa 9-CU é ajustada no início de cada ano a razão de 2 centavos por kWh e a tarifa 9-N a razão de 1 centavo por kWh, mantendo-se fixas ao longo dos anos.
- Ajuste mensal por combustíveis e inflação: As demais tarifas estão sujeitas a um procedimento de ajuste mensal que considera o preço dos combustíveis e a inflação nacional (preço produtor) dos insumos que afetam o custo de fornecimento. Este procedimento denominado "Fórmula de Ajuste Automático (FAA)" se aplica a todas as tarifas de uso geral, além das tarifas 7 e DAC.

  As mudanças nos custos dos combustíveis se estimam com base nas variações nos preços dos combustíveis e nas mudanças de proporção em que os combustíveis fósseis participam na geração total. As variações nos componentes da inflação são estimadas com uma média ponderada dos Índices de Preços do Produtor de sete índices selecionados do Sistema de Preços do Produtor do Banco do México.

As tarifas domésticas e duas agrícolas são subsidiadas, sendo estes definidos como a diferença pelo preço da eletricidade paga pelos consumidores e o custo médio de fornecimento. Os subsídios das tarifas da CFE são financiados mediante registros contábeis. O Governo Federal reembolsa a paraestatal por uma parte dos subsídios transferidos a seus consumidores.

No México o subsídio se encontra implícito nas tarifas domésticas, com exceção das DAC, e em duas tarifas agrícolas. As tarifas domésticas são subsidiadas dependendo da temperatura e estação do ano. As 7 tarifas domésticas, 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E e 1F, estão situadas em três faixas ou blocos de consumo: básico, intermediário e excedente. A faixa básica tem a taxa mais baixa e o maior nível de subsídio, a faixa intermediária possui uma taxa maior e consequentemente, um subsídio menor, enquanto que a faixa excedente possui a maior taxa, quanto às faixas anteriores, e possui um subsídio menor que a faixa anterior. Esta estrutura busca que os usuários com menos recursos, localizados na faixa básica, paguem taxas menores e recebam subsídios maiores.

As tarifas são concebidas de formas particulares, com base nas características e padrões de consumo dos usuários, pela CFE. Da mesma forma, a estrutura tarifária contém elementos da política econômica e social do Governo Federal, que se dá por apoios concedidos através de algumas tarifas para determinados grupos de usuários e atividades econômicas. Os critérios de desenvolvimento são heterogêneos, por exemplo, as tarifas horárias em média e alta tensão consideram elementos técnicos e econômicos, enquanto que as tarifas agrícolas e domésticas respondem a decisões relacionadas com a política econômica e social do Governo Federal.

Nos últimos anos o preço médio da energia elétrica tem se elevado como resultado dos ajustes dos preços dos combustíveis e da inflação.

Em novembro de 2013, algumas emendas constitucionais foram aprovadas e publicadas com o objetivo de reestruturar o setor elétrico e o mercado elétrico mexicano como um todo. Desta forma, o serviço de geração de energia elétrica não é mais um serviço público reservado ao Estado. Entidades privadas poderão gerar e comercializar energia elétrica no mercado atacadista fora das estruturas legais tradicionais. Ademais, a companhia mexicana de eletricidade (CFE) deverá se tornar uma "*State Productive Entity*" que irá competir no mercado com as entidades privadas de geração.

Tal fato demonstra que, apesar de atualmente as tarifas conterem subsídios e serem determinadas de forma pouco clara, as perspectivas futuras para o setor elétrico mexicano são no sentido de um aumento da competitividade na comercialização de energia elétrica, mesmo que as atividades de transmissão e distribuição ainda sejam, em sua totalidade, atribuição reservada do Estado.

5.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[39] [40]

As informações abaixo não fazem parte da formação da tarifa, são indicadores encontrados no Site da Secretaria de Energia para acompanhamento. Não há um documento com detalhes específicos sobre a formação da tarifa no México.

Custos Operacionais

Há um indicador na Secretaria de Energia passível de acompanhamento no tocante à evolução dos Custos Operacionais, que é denominado Custo de Operação sem Combústíveis e Energia Comprada (CUO), expresso em (Pesos / Mwh a preços de dez de 2006), que possui o objetivo de conhecer a evolução e tendência do custo unitário de operação, sem considerar conceitos que dependem de valores externos ao Organismo, tais como combustíveis e compra de energia. Neste indicador não se incluem custos de investimentos,

[39] Secretaria de Energia (2008). Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro.
[40] Secretaria de Energia (2015). Indicadores de CFE y LYFC.

previdências sociais (pensões e aposentadorias) e os conceitos virtuais que não constituem despesas efetivas. Abaixo a forma de cálculo:

$$CUO = \frac{CO}{VTE}$$

Onde:

CO = Custo de operação nos últimos 12 meses (ano móvel) a preços constantes de dezembro de 2006, incluindo os seguintes conceitos: Salários e prestações, gastos de manutenção, materiais de consumo, serviços gerais, gastos administrativos e impostos e direitos.

VTE = Vendas totais de energia nos últimos doze meses (ano móvel).

Investimentos – Tratamento e Remuneração

A CFE emite o Programa de Obras e Investimentos do Setor Elétrico (POISE), documento resultante de estudos coordenados dentro do marco de planejamento integral do Sistema Elétrico do país.

Com base no Artigo 36 bis da Lei do Serviço Público de Energia Elétrica (LSPEE), o planejamento do sistema elétrico é realizado com o desenho, tanto de curto como de longo prazo, das melhores opções de investimento e produção de energia que permitam satisfazer a demanda futura de eletricidade no custo global mínimo e com um nível adequado de confiabilidade e qualidade. Para isto são considerados custos de investimento, operação e energia não fornecida, assim como o estabelecido na Lei para Utilização de Energias Renováveis e Financiamento da Transição Energética (LAERFTE) e seu Regulamento, as orientações de política energética da Coordenadoria Setorial e as disposições nacionais em matéria financeira, ambiental e social.

O ciclo de revisão integral do POISE é anual e considera um horizonte de 15 anos, nele são considerados os cenários macroeconômicos do país e os preços dos combustíveis, elaborados anualmente pela Secretaria de Energia (SENER).

No documento são inclusos o comportamento esperado do mercado elétrico e a expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição para atender a demanda de eletricidade futura. Além disto, são detalhados os investimentos necessários em novas centrais geradoras, redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, além da manutenção da infraestrutura, a fim de garantir um serviço público de eletricidade seguro e eficiente.

Tratamento Regulatório das Perdas

Segundo a Secretaria de Energia, o objetivo do indicador de Perdas é conhecer a evolução e tendência de perdas totais (PET) e de Distribuição em Média e Baixa Tensão (PED), ambos os indicadores incluem as Perdas Técnicas e Não Técnicas. É possível acompanhar a evolução das Perdas no Site da Secretaria de Energia. Abaixo as formas de cálculo:

$$PET = (Er - Ee)x\ 100/Er$$

Onde*:*

Er = Energia recebida, nos últimos doze meses (ano móvel), por conceito de geração própria e entrega de permissionários, assim como de importação de energia.

Ee = Energia entregue aos usuários em diferentes tensões, nos últimos doze meses (ano móvel), incluindo intercâmbio com LyFC[41], portanto, exportação, usos próprios e gerais.

$$PED = (Erd - Eed)x\ 100/Erd$$

Onde:

Erd = Energia recebida na rede de distribuição em média e baixa tensão, nos últimos doze meses (ano móvel), a mesma é estimada em virtude de que as medições não cobrem a totalidade da rede.

Eed = Energia entregue aos usuários de média e baixa tensão, nos últimos doze meses (ano móvel).

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Há alguns indicadores que se referem à qualidade de Serviço da distribuidora, os mesmos podem ser encontrados e acompanhados pela Secretaria de Energia. São eles:

Tempo de Interrupções por Usuário (TIU) – (minutos/ano)

O objetivo deste indicador é conhecer a evolução e tendência do tempo médio que o usuário não dispõe do serviço elétrico no ano, causado por distúrbios

[41] *Luz y Fuerza del Centro (LyFC)* foi um Órgão Público descentralizado, com persolnalidade jurídica e patrimômio próprio, que transmitiu, distribuiu e comercializou energía elétrica na zona central do México. Em 11 de outubro de 2009, por decreto presidencial, a mesma foi extinta; quando foi iniciado seu proceso de liquidação administrativa, desta forma, a operação elétrica começou a ser operada pela *Comisión Federal de Electricidad (CFE).*

atribuíveis a Geração, outras empresas geradoras, CENACE[42], Transmissão e Distribuição, excluindo redes secundárias de baixa tensão e ramal. Comparar o desempenho das subestações e dos alimentadores da rede de distribuição, para determinar prioridades nos programas de melhora na confiabilidade do fornecimento.

$$TIU = ATIU\ (Geração) + ATIU\ (Outras\ empresas\ geradoras) + ATIU\ (CENACE) + ATIU\ (Transmissão) + ATIU\ (Distribuição)$$

$$ATIU = \sum_{n=1}^{12} (\sum_{i=1}^{i} Ti * Ui)\ /\ UT$$

Onde:

Ti = Duração da interrupção i, expressa em minutos por usuários, apresentadas durante o mês.

n = Número do mês.

i = Número da interrupção.

Ui = Usuários afetados pela interrupção i.

UT = Média de usuários nos últimos 12 meses (ano móvel).

$ATIU$ =Aporte de tempo em minutos da interrupção por usuário.

Número de Interrupções por Usuário (NIU) – (Eventos/ano)

O objetivo deste indicador é conhecer a evolução e tendência do número de interrupções do serviço que afetam ao usuário, para avaliar e identificar as medidas corretivas para reduzir as interrupções e manter, desta forma, a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com o propósito de melhorar a qualidade do serviço aos usuários.

$$NIU = \frac{\sum_{n=1}^{12}[\sum_{i=1}^{i}(UA)i]}{\sum_{n=1}^{12}[(UT)n * \frac{1}{12}]}$$

Onde:

UA= Interrupções pelo distúrbio i no mês, que se interpreta por multiplicar a interrupção por cada usuário no distúrbio i, pelos usuários afetados por este distúrbio.

UT = Média de usuários nos últimos 12 meses (ano móvel)

[42] CENACE – Centro Nacional de Controle de Energia

i = Número do distúrbio

n = Número de meses

Tempo Médio de Conexão a novos usuários (TPCNU) – (dias)

Tem por objetivo conhecer a evolução e tendência do tempo médio que transcorre a partir do momento em que um usuário contrata o serviço de energia elétrica e a data em que é realizada a conexão.

$$TPCNU = \frac{\sum_{n=1}^{n}(DC)_n}{\sum_{n=1}^{n}(TC)_n}$$

Onde:

DC = Soma dos dias transcorridos entre a data da solicitação e a conexão de todos os serviços do mês.

TC = Total de serviços conectados no mês.

n= Número de meses do período

Inconformidades por cada mil usuários (IMU) – (Número/Ano)

O objetivo do indicador é avaliar a qualidade do serviço que o Organismo presta aos usuários atendidos, medido através da quantidade de inconformidades recebidas pela deficiência na prestação do serviço nas atividades de distribuição, comercialização e medição. Desta forma, este indicador deve permitir identificar as áreas de oportunidades dentro das atividades sujeitas a melhorias, com a finalidade de alcançar níveis ideais de qualidade, que cumpram com padrões internacionais.

$$IMU = \frac{([\sum_{n=1}^{12} Qn]\ x\ 1000)\ x\ 12}{([\sum_{n=1}^{12} Un])}$$

Onde*:*

Qn = Queixas reportadas no mês

Un = Usuários no último dia do mês

n = meses do ano móvel

6 CHILE

6.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

O mercado elétrico chileno tem as atividades do setor desmembradas em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Todas as atividades das três etapas da cadeia são desenvolvidas por empresas de capital privado, estando o Estado com a atribuição de regular, fiscalizar e de fazer um planejamento indicativo dos investimentos em transmissão.

A atividade de geração opera em um ambiente competitivo enquanto a transmissão e distribuição estão inseridas dentro de um ambiente regulado. Na atividade de geração todas as empresas geradoras participam de um mercado competitivo, onde os preços refletem o custo marginal de produção. No segmento de transmissão, de acordo com a legislação pertinente, vários agentes podem operar em regime de concessão, estando a coordenação entre a geração e transmissão a cargo dos operadores de cada um dos sistemas elétricos do país.

A distribuição de energia elétrica é concebida como um monopólio natural, operando as distribuidoras em regime de concessão de serviço público. As tarifas por elas praticadas são reguladas bem como a qualidade do serviço regulado para o fornecimento aos clientes. Em 2013[43] existiam 34 distribuidoras no país, das quais quatro pertenciam ao SING e 27 ao SIC, sendo as demais pertencentes a sistemas elétricos menores.

Outro ponto importante a ser mencionado é que na regulação chilena, tal como na brasileira, existem consumidores livres e regulados. Os consumidores livres compram energia diretamente de geradores, enquanto que o os consumidores regulados compram energia dos distribuidores. Os consumidores com potência superior a 2 MW são obrigatoriamente consumidores livres. Já os consumidores com potência entre 0,5 e 2 MW podem optar por se enquadrar como consumidor livre ou consumidor regulado. Os consumidores com potência inferior a 0,5 MW são, necessariamente consumidores regulados.

Marco Institucional

Como no Chile todas as empresas que integram a cadeia produtiva do setor são empresas privadas, o Estado tem o papel fundamental de regular o setor visando à promoção da eficiência e o de simular um ambiente competitivo entre as empresas.

[43] CNE 2013.

As principais entidades públicas encarregadas da regulação do setor elétrico chileno[44] são apresentadas abaixo:

a) *Comissão Nacional de Energia* (CNE): Órgão público descentralizado e autônomo que tem personalidade jurídica e cuja regulamentação está no Decreto Lei N°2.224 de 1978.
   A função principal da CNE é elaborar e coordenar planos, políticas e normas que permitam o bom funcionamento e desenvolvimento do setor energético do Chile. Assim sendo, é o órgão encarregado do planejamento da expansão do sistema de transmissão, embora este planejamento seja indicativo.
   Corresponde também à CNE calcular os preços nodais que são os únicos preços regulados em nível de geração, os pedágios de transmissão e a tarifa de distribuição. A CNE também é responsável das normas técnicas que se devem aplicar ao setor. A CNE está diretamente vinculada à Presidência da República e é administrada por um Conselho Diretor formado pelos ministros de Mineração, Economia e Defesa Nacional.
b) *Ministério de Economia, Fomento de Reconstrução*: Encarregado da elaboração dos decretos pelos quais são fixadas as tarifas elétricas e os preços nodais, baseado nos cálculos da CNE. Também estabelece, através de decretos, as normas e regulamentos elaborados pela Superintendência ou a CNE e autoriza as concessões para a construção de centrais hidrelétricas assim como para empresas de distribuição.
c) *Superintendência de Eletricidade e Combustíveis*: Órgão público descentralizado regido pela Lei N° 18.410 de 1985, ligado ao Ministério de Economia. A função desta Superintendência é fiscalizar o cumprimento de todas as disposições legais, regulamentos e normas técnicas, incluindo aquelas referentes à qualidade dos serviços, do setor de eletricidade e combustíveis. Além disso, é responsável em entregar concessões parciais até a concessão definitiva e informar ao Ministério de Economia as solicitações de concessão definitiva existentes.
d) *Órgãos de Defesa da Concorrência*: Encarregados de prevenir, investigar e corrigir os atentados contra a livre concorrência dos mercados. Estes órgãos são: o Tribunal da Defesa da Livre Concorrência e a *Fiscalia Nacional Econômica*.
e) *Centros de Despacho Econômico de Carga (CDEC):* São órgãos que não têm personalidade jurídica e que são regulados pelo Decreto Supremo N° 327/97. Existe um CDEC para cada um dos quatro sistemas elétricos existentes no Chile. Os diretórios de cada uma destas entidades são formados por empresas geradoras, empresas de transmissão, empresas de distribuição e representantes dos clientes do mercado livre. Entre as funções dos CDECs se destaca: preservar a segurança do serviço de eletricidade;

[44] CNE (2006), La regulación del segmento de distribución en Chile.

garantir a operação do sistema ao menor custo; programar a operação diária do sistema elétrico; planificar a operação do sistema no médio e longo prazo; calcular os custos marginais; e determinar e valorizar as transferências de eletricidade entre seus membros.

f) *Painel de Experts:* Formado por sete profissionais determinados pelo Tribunal da Defensa da Livre Concorrência, cujo objetivo é resolver as discrepâncias entre as empresas do setor e entre as empresas e as instituições públicas que atuam no setor.
g) *Comissão Nacional de Meio Ambiente*: Instituição dependente do Ministério da Presidência, cujo objetivo é atuar como órgão de consulta, análise, comunicação e coordenação do meio ambiente. Portanto, esta instituição é a encarregada da avaliação dos impactos ambientais a nível nacional.

6.2 Modelo Tarifário[45]

A Lei Geral de Serviços Elétricos reconhece que as atividades de distribuição de energia elétrica são efetuadas com característica de monopólio natural, e que por isso tal atividade precisa ser regulada. A regulação da distribuição se concentra no acompanhamento das condições de exploração dos serviços, dos níveis e esquemas tarifários a serem aplicados aos clientes regulados, e o cumprimento, por parte das distribuidoras dos requisitos de qualidade de serviço.

O esquema regulatório estabelecido no Chile é o de *"Yardstick Competition"* (estabelecimento de uma competição fictícia para a determinação de tarifas eficientes), com Preço Teto. As revisões tarifárias ocorrem em um intervalo de 4 anos, e tem a mesma duração para todas as distribuidoras do país.

Na regulação chilena existe a figura do cliente livre, do cliente potencialmente livre e do cliente regulado. Então, existe também uma diferenciação entre a composição do preço pago pelo serviço prestado pelo distribuidor a um cliente livre e a um cliente regulado. Para um cliente livre, o distribuidor somente cobra os custos da rede. Ou seja, a componente de compra de energia elétrica não é considerada na tarifa cobrada desse consumidor.

No entanto, os consumidores com potência entre 0,5 e 2 MW podem optar mercado livre ou o mercado regulado, para eles, nas situações onde o consumidor se mantém como cliente regulado a tarifa é cobrada considerando a componente de compra de energia. Nos casos em que o cliente potencialmente livre pode optar por realizar um contrato de compra de energia elétrica com um gerador, a tarifa a ele cobrada somente incidirá os custos da rede.. Já no caso

[45] Comisión Nacional de Energía (2006). La Regulación del Segmento Distribución en Chile. Document de Trabajo.

dos clientes regulados, o processo de definição do preço da energia elétrica, está detalhado na Lei Geral de Serviços Elétricos de 2006[46], e estabelece que a mesma deve incluir o custo de compra da eletricidade, definida pelos contratos assinados entre o distribuidor e os geradores, o custo da rede de transmissão e os custos eficientes do serviço de distribuição. Ou seja, o custo da aquisição da energia elétrica e o custo da transmissão são repassados diretamente ao consumidor final.

6.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[47] [48]

A remuneração do serviço de distribuição, localizadono "downstream" do modelo, é efetuada com base no conhecido Valor Agregado de Distribuição – VAD, sendo o mesmo determinado com base na metodologia de empresa de referência.

Conceitualmente o VAD deve gerar receitas suficientes para que a distribuidora possa arcar com seus custos eficientes de operação e manutenção, os investimentos necessários para a adequada prestação do serviço, e gerar uma rentabilidade razoável sobre os ativos.

As componentes do modelo VAD são apresentadas abaixo (Art 182° DFL4):

- **Custos Fixos:** custos relacionados com os gastos de administração, faturamento e atenção aos clientes. Tais custos ocorrem independente do consumo.
- **Perdas médias:** refletem as perdas médias de potência e energia distribuída.
- **Custos variáveis padrão:** representam os custos de investimento, manutenção e operação.

O cálculo do VAD é efetuado por Áreas Típicas de Distribuição (ATD), sendo as mesmas fixadas pela CNE.

[46] Decreto com força de lei N°4/20018 do Ministério de Economia, Fomento y Reconstrucción.
[47] Comisión Nacional de Energía (2012). Resolución Exenta n° 247 de fecha 23 de abril de 2012. Metodología y Definición de las Áreas Típicas De Distribución. Proceso Fijación Tarifaria del Valor Agregado de Distribución, Cuadrienio Noviembre 2012 - Noviembre 2016.
[48] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2013). Ranking 2013 de Calidad de Servicio de las Empresas de Distribución de Electricidad.

Custos Operacionais

Os custos de operação e manutenção das empresas distribuidoras compreendem, basicamente, os seguintes custos: (Art 182 DFL4)

- Custos de operação do sistema de distribuição de energia elétrica;
- Custos de conservação, manutenção e administração;
- Custos de taxas, impostos, seguros e custos de assessoria técnica.

A metodologia utilizada para a determinação dos custos eficientes de operação e manutenção é a da Empresa de Referência (Art 183 DFL4). A ideia é que seja concebida uma empresa de referência o mais representativa possível do conjunto de empresas de distribuição. A partir daí se escolhe uma determinada área de concessão como referência, e se estabelecem os parâmetros que forneçam o serviço em questão, com o mínimo custo tecnicamente possível. Dessa forma, é simulada a receita obtida por um novo agente de mercado, com gestão e tecnologia modernas, sem deixar de levar em consideração as condições de contorno da área de concessão.

O objetivo central da aplicação dessa metodologia é que, com a consideração dos antecedentes do território operacionais, dos clientes, consumos e pontos de injeção de energia, da própria empresa analisada, se determine os custos de operação e manutenção associados supondo uma operação eficiente.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

A norma estabelece que os custos anuais dos investimentos sejam calculados com base no Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações adaptadas à demanda (ou seja, de uma empresa eficiente, modelo ou de referência), a vida útil dessas instalações e uma taxa real de atualização de 10% a.a. A taxa de retorno de 10% encontra-se estabelecida no Artigo 106 da Lei de Eletricidade. A amortização das instalações, para efeitos de cálculo da anuidade do VNR, considera uma vida útil de 30 anos. É importante mencionar que a regulação chilena não prevê a possibilidade de modificação da taxa de retorno, e a mesma tem se mantido estável desde a promulgação do DFL 1/1982.

Para o esquema normativo do Chile, com relação à base de remuneração, se determinam os valores da base, com metodologias diferentes, que serão aplicadas em diferentes etapas do processo de revisão tarifária:

- Base de Capital Tipo Greenfield, aplicada na determinação do VAD;
- Base de Capital aplicada no Mecanismo de Verificação da Rentabilidade Geral da Indústria (VNR dos Ativos Inventariados).

Base Greenfield

A base de capital *greenfield* é calculada com base no VNR das instalações adaptadas à demanda. Determinam-se a partir do VNR os ativos necessários para a prestação do serviço de distribuição, modelando através de um software específico a rede necessária para abastecer a demanda real das empresas que representam cada ATD. Devido às características próprias da demanda, o traçado de rede determinado pelo modelo reflete a disposição geográfica dos consumidores.

Uma vez identificada à demanda e modelada à rede de distribuição, com a identificação de suas componentes fundamentais, o próximo passo da determinação da base greenfield é a valoração desses componentes pelo método do VNR.

Base de Capital aplicada no Mecanismo de Verificação da Rentabilidade

O objetivo central do mecanismo de verificação da rentabilidade é o de garantir que as distribuidoras não atinjam níveis de rentabilidade superiores aos determinados pelo regulamento e lei da eletricidade. Ou seja, o mesmo funciona como um delimitador da rentabilidade que as distribuidoras podem auferir.

A verificação da rentabilidade ocorre porque, dentro do contexto da legislação chilena (artigo nº 108 da Lei de Eletricidade e artigo nº 304 do Regulamento), determina-se que as concessionárias prestadoras do serviço de energia elétrica devem manter um nível de lucratividade da indústria de distribuição, considerando o conjunto, dentro de um intervalo de 10% ± 4% no momento da determinação do VAD. Esta rentabilidade é checada, posteriormente, pela CNE, para que a mesma se mantenha dentro de um intervalo de 10% ± 5% durante os 4 anos do período tarifário (artigo nº 307 do regulamento). Caso a rentabilidade esteja fora do intervalo determinado, a CNE realiza um novo estudo para determinar novas fórmulas tarifárias, que terão vigência até que se finalize o período tarifário em questão, a menos que todas as distribuidoras entrem em acordo e a CNE, simplesmente, ajuste as fórmulas já vigentes.

Para fins de implementação do esquema de verificação da rentabilidade, a quantificação da base de capital consiste na determinação de um VNR inicial para cada concessionária. Tendo determinado o VNR, calcula-se também o VAD, e apartir do mesmo se calcula a tarifa média e a receita a ser obtida pelas empresas distribuidoras. O VNR deve considerar o custo da renovação de todos os ativos inventariados, isto é, de todas as obras, instalações e bens físicos, incluindo servidões, bem como dos ativos intangíveis e do capital de giro.

Os ativos intangíveis são calculados como 2% dos ativos físicos. O capital de giro é calculado como um duodécimo das receitas de exploração (entendem-se como receita de exploração, as receitas obtidas pela prestação do serviço de distribuição).

A primeira avaliação é realizada com base em um inventário contendo todos os ativos utilizados para a prestação do serviço. Em uma segunda etapa, o VNR passa a ser recalculado a cada 4 anos (no ano anterior ao da aplicação das fórmulas tarifárias). Esse recálculo deve ser efetuado pela concessionária e comunicado ao CNE, que deverá aprovar o novo valor de VNR. Caso existam divergências a respeito da determinação do VNR, se recorrerá à comissão pericial. As ampliações realizadas pelas concessionárias também devem ser aprovadas pela CNE para sua inclusão no cálculo do VNR.

Os ajustes de preços do VNR são efetuados considerando o índice geral de preços ao consumidor.

Tratamento Regulatório das Perdas

As perdas técnicas e não técnicas são formalmente reconhecidas pela legislação como parte integrante do VAD, de forma que no momento da determinação do VAD é necessário que sejam também quantificadas as perdas que serão reconhecidas e remuneradas na tarifa. A regulação permite reconhecer aquelas perdas (técnicas e não técnicas) que possuam sentido econômico. Ou seja, as perdas cujo custo de sua eliminação seja maior que o benefício associado a essa eliminação. Esses valores correspondem aos valores técnicos de perdas nas redes adaptas e o montante de perdas não técnicas que é econômico reconhecer.

O cálculo dos valores referenciais de perdas é definido da seguinte forma:

- → Perdas técnicas: calcula-se analiticamente com base nas instalações de distribuição adaptadas à demanda dimensionada para a empresa de referência;
- → Perdas não técnicas: considera-se um percentual de perdas de furto residual cuja eliminação não é considerada econômica, a qual não deve exceder 2% da energia vendida a clientes reguladores BT.

O nível de perdas técnicas da rede adaptada à demanda, adicionado ao das perdas não técnicas justificadas, constitui a meta de eficiência.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Com relação ao tratamento da qualidade de serviço, a norma estabelece que a qualidade do fornecimento de energia elétrica deve ser avaliada diferenciando os sistemas de geração, transmissão e distribuição. Com relação à medição da qualidade, são estabelecidas duas modalidades:

→ Em um ponto específico da rede, para determinar o nível de qualidade da oferta de energia entregue ao usuário; e

→ Em um conjunto de pontos da rede ou de usuários, selecionados de acordo com procedimentos.

Registra-se o nível de cumprimento de um índice de qualidade de serviço, para cada período de doze meses. Os parâmetros avaliados são:

- Frequência média e desvio padrão da interrupção
- Duração média e desvio padrão da interrupção
- Tempo total da interrupção

Para os parâmetros associados à frequência e duração média de interrupções consideram-se os seguintes índices:

- Frequência média da interrupção por transformador (FMIT)
- Frequência média da interrupção por kVA (FMIK)
- Tempo total da interrupção por transformador (TTIT)
- Tempo total da interrupção por kVA (TTIK)

Os valores exigidos para os parâmetros em questão são definidos pela CNE no momento do cálculo dos VAD. A norma vigente estabelece os limites ou valores máximos de tolerância por zona, para cada um dos indicadores apresentados.

Figura 10 - Limites de Tolerância para a Continuidade do Serviço

Tipo de Zona	FMIK [vezes/ano]	FMIT [vezes/ano]	TTIK [horas/ano]	TTIT [horas/ano]
Urbano	3.5	5.0	13.0	22.0
Rural Tipo 1	5.0	7.0	18.0	28.0
Rural Tipo 2	8.0	11.0	27.0	42.0

Fonte: Res CNE 53/2006

Com relação às penalidades aplicadas, existem dois tipos de tratamento: se aplicam multas às concessionárias, por conta dos alimentadores que excederam os limites de tolerância correspondentes a subzona na qual se encontram

localizados; e, além disso, as concessionárias devem compensar os usuários pelas interrupções no fornecimento de energia elétrica.

O montante de ressarcimento é calculado como o dobro da energia não fornecida, estimada com base no custo do racionamento vigente. A efetivação da compensação se dá pela aplicação do desconto na fatura do mês subsequente ou na fatura/mês que a autoridade regulatória determinar.

A formulação matemática para a determinação da compensação a ser paga aos consumidores finais é a que segue:

$$C = ENS \times 2 \times CF$$

Onde:

C é a compensação pelas interrupções superiores aos limites de tolerância

ENS representa a energia não fornecida

CF representa o custo de falha ou racionamento que compõe o preço nodal, vigente para o período de análise.

A energia não fornecida ao cliente final é calculada com base no consumo médio do mesmo (em segundos) multiplicado pelo tempo de duração das interrupções não autorizadas que excedem o limite estabelecido (em segundos).

Qualidade de Serviço – Atenção ao Cliente

Em dezembro de cada ano, a SEC prepara um ordenamento para as de distribuição, com base na qualidade de serviço entregue. Para isso são considerados três fatores:

- O índice de continuidade
- As reclamações diretas dos clientes apresentadas a SEC durante os últimos 12 meses
- Uma pesquisa anual da qualidade do serviço, que é realizada anualmente por uma empresa especializada.

As ponderações utilizadas para a elaboração do ranking de qualidade das empresas distribuidoras é de 50% continuidade de fornecimento da energia elétrica, 12,5% reclamações e 37,5% pesquisa junto aos usuários. O índice de continuidade é determinado com base nos indicadores de FMIK (urbano e rural) e TTIK (urbano e rural). A pesquisa da qualidade de serviço avalia os aspectos de qualidade de produto, de serviço técnico, boleto ou fatura, canais de atendimento, medição e etc.

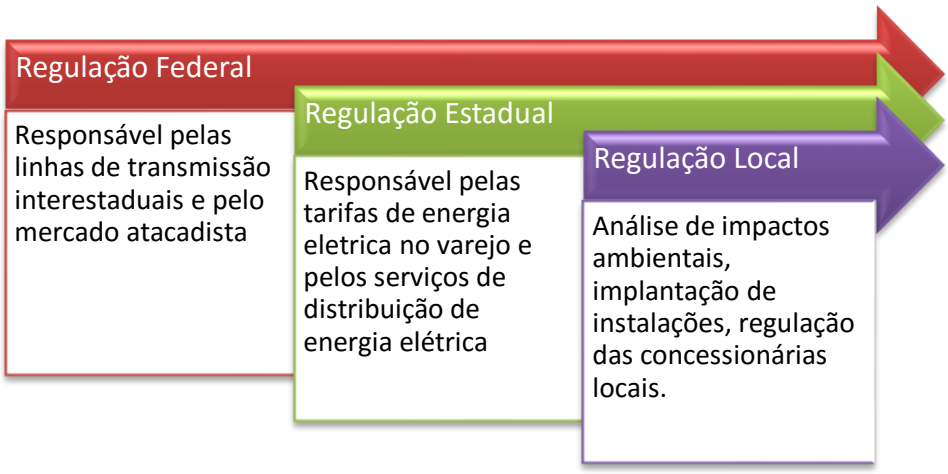
7 ESTADOS UNIDOS

7.1 Estrutura do Setor Elétrico

O setor elétrico americano possui como principal característica o fato da sua organização, estrutura e condução ser fragmentada entre as diferentes esferas de poder do país. Além de ser organizado de forma bastante fragmentada, o setor elétrico americano possui uma configuração bastante complexa e ramificada. Existem em todo o território americano mais de três mil empresas públicas, privadas e cooperativas de energia elétrica operando, e mais de mil produtores independentes de energia. O setor elétrico americano opera com três subsistemas sincronizados e oito conselhos que mantém a confiabilidade do sistema.

Soma-se a isso o fato de que tanto o Governo Federal quanto Estado e municípios possuem atribuições regulatórias específicas. O Governo Federal cuida de toda regulação e definição de tarifas para as linhas de transmissão interestaduais e da regulação do mercado atacadista. No nível Estadual e Municipal estão inseridas as definições de critérios regulatórios associados à comercialização de energia elétrica no varejo e da definição das tarifas a serem cobradas pelos serviços de distribuição de energia elétrica (Figura 11), além do tratamento de questões regulatórias associadas a aspectos ambientais, de uso da terra e de engenharia.

Figura 11 – Atribuições de Cada Esfera da Regulação do Setor Elétrico Americano


Regulação Federal
Responsável pelas linhas de transmissão interestaduais e pelo mercado atacadista
Regulação Estadual
Responsável pelas tarifas de energia eletrica no varejo e pelos serviços de distribuição de energia elétrica
Regulação Local
Análise de impactos ambientais, implantação de instalações, regulação das concessionárias locais.

Fonte: Elaboração Própria

Como a regulação do setor elétrico é fragmentada e as questões associadas ao fornecimento e distribuição de energia elétrica ao consumidor final são definidas no âmbito estadual e local, o que se observa é que se encontram

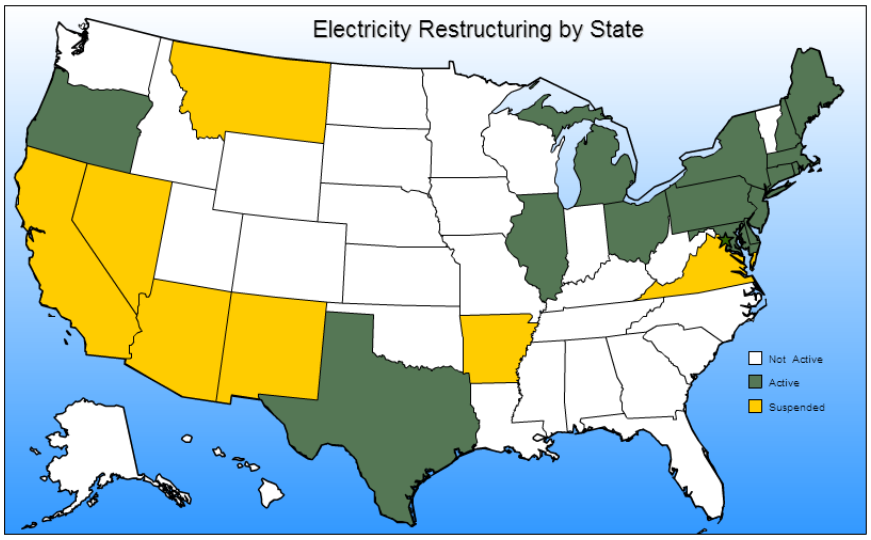
operando, concomitantemente, no país diferentes estruturas de mercado e modelos regulatórios.

Durante as últimas três décadas o setor elétrico americano passou por transformações, onde alguns estados empreenderam um processo de liberalização e reestruturação do setor e outros não o fizeram. Três caminhos foram seguidos na regulação da distribuição de energia elétrica: alguns estados reestruturaram e liberalizaram a comercialização de energia elétrica no varejo e desverticalizaram as atividades, alguns se encontram com o processo de reestruturação e liberalização suspenso e outros optaram por não liberalizar nem reestruturar o setor.

Para os estados com o processo de reestruturação e liberalização ativa, foi adotado os intitulados "*choice programs*", onde o consumidor tem a possibilidade de escolher seu fornecedor de energia elétrica. Ou seja, nos estados onde o setor é configurado dessa forma, existe competição na comercialização de energia elétrica no varejo, não sendo mais somente a distribuidora a responsável pela aquisição da energia elétrica a ser entregue aos consumidores finais. Em todos os casos onde a comercialização de energia elétrica no varejo é competitiva, a Entidade Reguladora cria a figura do "*default supplier*", que é a empresa encarregada do fornecimento de energia elétrica para os consumidores que não optaram por um fornecedor específico ou tiveram problemas de fornecimento com o fornecedor escolhido.

Os estados que tiveram o processo de reestruturação e liberalização suspensa, o fizeram por identificar que a aplicação de tal medida pode não vir a beneficiar o consumidor final, como ocorrido na Califórnia devido em sua crise energética. Como pode ser observado na Figura 12 e Figura 13, grande parte dos estados americanos não liberalizou nem reestruturou o setor elétrico. Dentre os estados americanos, cujas tarifas finais residenciais e industriais foram analisadas (Califórnia, Texas, Nova York e Illinois), somente a Califórnia, onde houve suspensão da reestruturação do setor, não está com o processo de liberalização ativo.

Figura 12 – Reestruturação do Setor por Estado



Fonte: EIA (2014)

Figura 13 – Reestruturação do Setor por Grupo

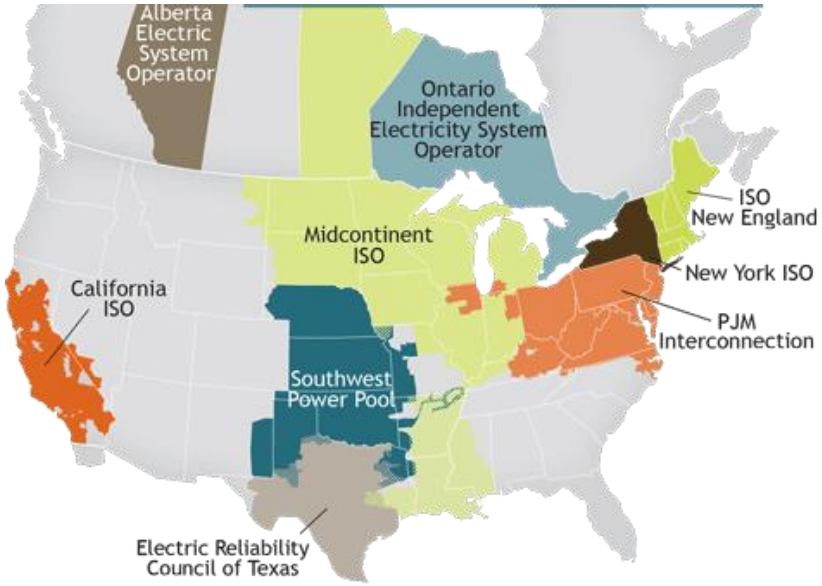
Fonte: Elaboração Própria com base em EIA (2014)

Também devido ao caráter fragmentado, atualmente existe no setor elétrico americano, a figura dos Operadores Independentes do Sistema - ISO e as Organizações Regionais de Transmissão - RTO, que foram criadas seguindo os preceitos estabelecidos no Federal Energy Policy Act de 1992, que introduziu competição para o mercado atacadista. Encontram-se operando, em todo o país, nove operadores independentes.

As RTO/ISO são provedores independentes que desenvolvem funções de transmissão e fornecimento de energia elétrica para as regiões as quais operam. Ou seja, tais entidades planejam, operam, despacham e fornecem livre acesso aos serviços de transmissão cobrando uma única tarifa. Em geral, são compostas por diversas empresas de serviços públicos que delegam o controle operacional dos seus ativos de transmissão para a RTO/ISO. Além de controlar

toda a transmissão de energia elétrica na região, as RTO/ISO também administram o mercado atacadista. Existem, atualmente, nove RTO/ISO operando na América do Norte, como apresentado na **Figura 14**. Vale ressaltar que as mesmas fornecem energia elétrica a, aproximadamente, 2/3 dos consumidores norte americanos.

Figura 14 – RTO/ISO Existentes no Mercado Elétrico Norte Americano



Fonte: FERC e EIA (2014)

Cada um dos nove RTO/ISO abarcam os seguintes estados ou províncias.

→ **California ISO**: Califórnia;

→ **ISO New England**: Maine, New Hampshire, Vermont, Massachusetts, Rhode Island e Connecticut;

→ **Midcontinent ISO**: Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Montana, North Dakota, Ohio, Pennsylvania, South Dakota, Wiscosin, e em Manitoba (CA);

→ **New York ISO**: Nova York;

→ **PJM Interconnection**: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e o Distrito de Columbia;

→ **Southwest Power Pool**: Arkansas, Kansas, Lousiana, Mississipi, Missouri, Nebraska, New Mexico, Oklahoma e Texas;

→ **Electric Reliability Council of Texas**: Texas;

→ **Alberta Electric System Operator**: Alberta (Canadá);

→ **Ontario Independent Electric System Operator:** Ontario (Canadá).

No que diz respeito à distribuição de energia elétrica, existem hoje, nos Estados Unidos basicamente dois tipos de concessionárias, as *Investor Owned Utilities* – IOUs e as *Consumer-Owned Utilities* – COUs. As IOUs são, em geral, empresas privadas financiadas por uma combinação entre capital próprio e capital de terceiros, podendo ser *multi utilities* (fornecedoras de energia elétrica, de gás natural e/ou água). As COUs são empresas públicas de fornecimento de energia elétrica, e atendem aproximadamente 25% da população americana. Existem três tipos de COUs: empresas de serviços públicos municipais, empresas de serviços públicos distritais e cooperativas. Boa parte das COUs atende a pequenas comunidades ou áreas rurais, no entanto, grandes cidades, como Los Angeles, Orlando, San Antonio e Seattle são atendidas por concessionárias públicas de distribuição de energia elétrica.

Para as IOUs, a esfera estadual é responsável pela sua regulação, enquanto no caso das COUs são reguladas por conselhos municipais e distritais, ou por conselhos eleitos pelos consumidores locais.

Marco Institucional – Esfera Federal

Como o setor elétrico americano é fragmentado, primeiramente, são apresentadas as instituições no nível federal responsável pela garantia do bom funcionamento do setor.

a) *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*[49] é uma agência federal independente que regula a transmissão da eletricidade entre os estados, o gás natural e o petróleo. A FERC licencia projetos hidroelétricos, analisa propostas de construção de terminais de gás natural liquefeito (GNL), regula o comércio do mercado elétrico atacadista nacional, analisa fusões e aquisições de empresas elétricas, garante segurança na transmissão de alta tensão interestatal através de termos de qualidade, monitorando os mercados elétricos em geral.
b) *Energy Information Administration (EIA)*[50], agência de estatística sob a jurisdição do *U.S. Federal Statistical System*, coleta, analisa e divulga informações sobre o setor energético dos Estados Unidos para promover formulação de políticas, mercados eficientes e interação com o público em geral. A EIA é parte do *U.S. Department of Energy* (DOE) e tem por missão

[49] Federal Energy Regulatory Commission (What FERC does) (2014).
[50] EIA (about EIA) (2014).

prover informações de alta qualidade sobre energia para atender às exigências do governo, indústria e dos consumidores.

c) *U.S. Department of Energy (DOE)*[51] é o órgão do governo americano responsável pela formulação de políticas energéticas e por assegurar a segurança do sistema, apresentando soluções tecnológicas e inovadoras para diversificar a matriz nacional. Para isso, criou diversas agências de apoio, especializadas em diferentes categorias: *Office of Electricity Delivery and Energy Reliability (OE)*, para garantir a confiança do sistema através de programas; *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE)*, para fomentar a eficiência do custo e aplicação de fontes renováveis; *Office of Fossil Energy (FE)*, que administra os programas voltados aos combustíveis fósseis e supervisiona as reservas nacionais de petróleo; *Office of Nuclear Energy (NE)*, que lidera os assuntos relativos às nucleares, por meio de programas nacionais e internacionais de supervisão operativa; *Office of Civilian Radioactive Waste Management*, para controlar o sistema federal de lixo com alto teor radioativo, dentre outros.
d) *U.S. Department of Interior (DOI)*[52] é responsável pela administração dos royalties de petróleo e gás e analisa o impacto socioambiental da extração de novos recursos, como o gás de xisto
e) *Environmental Protection Agency (EPA)*[53] é uma agência independente que lida com o desenvolvimento e aplicação de regulações ambientais baseadas em leis aprovadas pelo Congresso americano. A EPA realiza pesquisas, oferece assistência financeira e divulga informações sobre os impactos ambientais de projetos para o público.
f) *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*[54] é uma autoridade reguladora internacional cuja missão é assegurar a confiança da transmissão de eletricidade na América do Norte, monitorando a integração entre os sistemas elétricos da região. A NERC desenvolve padrões de segurança para os Estados Unidos, Canadá e o norte de Baja Califórnia, México, e está sujeita à supervisão da FERC e de autoridades governamentais do Canadá.
g) *Nodal Exchange* é a primeira Bolsa de commodities energética dedicada a oferecer contratos futuros e serviços relacionados aos agentes do setor elétrico na América do Norte em seis diferentes mercados. A entidade é privada e atua de forma conjunta com organizações regionais de transmissão a fim de permitir que os participantes negociem contratos em um mercado aberto e eficiente[55]

[51] IEA Energy Policies of IEA Countries: United States (2007).
[52] IEA Energy Policies of IEA Countries: United States (2007).
[53] IEA Energy Policies of IEA Countries: United States (2007).
[54] NERC (2013).
[55] Nodal Exchange Contracts (2011).

Devido à característica fragmentada do setor elétrico americano, a seguir, é apresentada, brevemente, a organização do setor elétrico e os marcos institucionais de cada um dos quatro estados cujas tarifas finais foram analisadas.

CALIFÓRNIA

O entendimento da atual estrutura do setor elétrico californiano passa pela crise vivenciada pelo estado entre os anos de 2000/2001. O processo de desregulamentação, iniciado em 1996, ocorreria de forma gradativa, e tinha como um dos seus pilares o fato de, durante esse período de abertura, as tarifas praticadas ao consumidor final permanecerem sob o controle estatal. Esse processo de desregulamentação parcial foi a mola propulsora da crise energética dos anos 2000/2001, pois as incertezas criadas pela saída do Estado da condução do setor reduziram drasticamente os investimentos[56].

A combinação entre um acerelado desenvolvimento econômico e baixo nível (desestímulo) de investimento no setor (reduzindo sua disponibilidade), encareceu o custo da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras no mercado atacadista. Como as tarifas praticadas ao usuário final estavam sob o controle estatal, esse valor não pôde ser repassado aos usuários finais. Em face disso o processo de reestruturação foi interrompido, e o governo, não somente interviu na compra de energia elétrica (adquirindo-a de diversas fontes), mas também aumentou as tarifas praticadas aos usuários finais, de forma que, o sistema pudesse se recuperar e expandir.

Na Califórnia a entidade independente que administra as linhas elétricas e assegura que a competitividade chegue aos consumidores é o California ISO - CAISO.

As *investor-owned utilities* (IOUs) são proprietárias da maior parte do sistema de transmissão do estado, e lidera a distribuição, através de empresas como *PG&E*, *Southern California Edison, San Diego Gas & Electric* e geram um quarto da energia elétrica do estado. A Figura 15 abaixo ilustra a extensão de abrangência estadual das três IOUs aqui citadas.

[56] Adriano Pires, Leonardo da Silva e Viviana Cardoso: "Lições da crise energética da Califórnia" (2001).

Figura 15: Regiões elétricas por IOUs na Califórnia: 2013

Fonte: Federal Energy Regulatory Commission (2013)

Marco Institucional - Califórnia

No âmbito estadual, a Califórnia conta com as seguintes instituições do setor elétrico:

a) *California Energy Commission*[57], agência responsável pelo planejamento e por políticas energéticas exclusivamente estaduais, tem por objetivo realizar previsões das necessidades energéticas futuras; promover a eficiência energética e conservação do meio ambiente; apoiar pesquisas sobre energia e avanços tecnológicos no setor; desenvolver recursos renováveis através de programas para alcançar as metas propostas e certificar plantas térmicas acima de 50MW.
b) *California Public Utilities Commission (CPUC)*[58] regula a atuação dos agentes privados na prestação de serviços públicos, as IOUs, e as operações das companhias de gás natural do estado.
c) *California Independent System Operator (CAISO)*[59] é a operadora do sistema de transmissão para a Califórnia, operando cerca de 80% da rede elétrica estadual. Enquanto as companhias são proprietárias dos ativos de transmissão, a CAISO atua no controle do tráfego, maximizando o uso do

[57] California Energy Commission (About the California Energy Commission) (2014).
[58] CPUC Energy (Electricity and Natural Gas Regulation in California) (2014).
[59] IEPA (2014).

sistema de transmissão e dos recursos de geração, além de supervisionar a manutenção das linhas. A CAISO ainda congrega compradores e vendedores de eletricidade, facilitando mais de 28.000 transações diárias.

d) *California State Board of Equalization (BOE)*[60] administra programas de impostos e de arrecadações do governo que geram receita para que o Estado. A BOE possui um papel regulador de taxas que incidem sobre produtos e serviços na Califórnia, dentre eles o da eletricidade.

O mercado atacadista californiano é operado pelo CAISO, e existe também um mercado varejista de eletricidade. As IOUs são reguladas pela *California Public Utilities Commission (CPUC)*, enquanto que as companhias de propriedade municipal são reguladas pelos governos locais. A CPUC e os governos locais definem as tarifas que deverão ser pagas pelos usuários finais. Essas tarifas são concebidas de forma a fornecer o retorno de investimento realizado e baseiam-se no custo que as empresas têm de gerar ou comprar eletricidade, bem como outros custos energéticos[61]. As tarifas contemplam os custos das companhias prestadoras de serviço em geração, transmissão e distribuição.

É preciso enfatizar que o mercado varejista de acesso direto encontra-se suspenso desde 2001 na Califórnia[62].

ILLINOIS

O Estado de Illinois foi o decimo estado a desregular os serviços de eletricidade[63], e o fez em 1997, por meio da *Electric Service Customer Choice and Rate Relief Law*. Tal como na California, a desregulamentação do setor trouxe consigo o ambiente competivititivo para o setor. Ou seja, as companhias passaram de uma situação onde eram monopólios verticalmente integrados para outra onde foram desverticalizadas e desreguladas.

O processo de abertura ocorreu de forma paulatina. Em 1999, somente grandes consumidores de energia (indústria e comércio) tinham permissão para escolher o fornecedor. Para os consumidores residenciais a abertura da possibilidade de escolha do seu fornecedor de energia elétrica só ocorreu no ano de 2002[64]. Devido à redução do preço da energia elétrica e subsequente congelamento durante o período de 10 anos (1997 a 2007), os consumidores residenciais vivenciaram após esse período fortes aumentos na tarifa, e havia um desestímulo a competição no varejo.

[60] California State Board of Equalization Annual Report 2012-2013.
[61] IEPA (2014).
[62] PG&E Electricity Direct Access (2014).
[63] Fiscal Focus Comptroller – State of Illinois (1998).
[64] Fiscal Focus Comptroller – State of Illinois (1998).

A geração de energia elétrica é dominada por empresas como a *Exelon* (controla seis plantas nucleares do estado por meio da *Exelon Nuclear*), a NRG, a *Ameren Energy Resources* (subsidiária da Ameren) e a *Dynegy* (produtora independente de energia)[65]. Na transmissão, o estado possui dois operadores do sistema (Figura 14), o *PJM Interconnection* (que opera ativos de transmissão da *Exelon - ComEd*) na região norte e *Midcontinent - MISO* (opera principalmente ativos da *Ameren*) na região sul[66]. Tanto a *Ameren* quanto a *ComEd* são também detentoras dos ativos de distribuição de energia elétrica do estado. Como já mencionado, a comercialização no varejo ocorre de forma competitiva, no entanto os consumidores podem optar por permanecer com as empresas distribuidoras como fornecedoras. A *Exelon* criou uma comercializadora, a *Costellation*, para poder atuar tanto nas áreas de atendimento da *Ameren* quanto da *ComEd*.

Marco Institucional

Em Illinois, além das entidades federais comuns aos estados americanos, existem também instituições estaduais que desempenham papel regulador e garantem o funcionamento do setor no âmbito estadual. Tais instituições são apresentadas abaixo:

a) *Illinois Power Agency (IPA)*[67], estabelecida em 2007, tem como objetivo desenvolver planos de provisão de energia elétrica para garantir um serviço de energia adequado, confiável, acessível, eficiente e ambientalmente sustentável com o menor custo possível. A entidade deve zelar pela estabilidade dos preços para os clientes residenciais e comerciais e, simultaneamente, promover a energia renovável para alcançar os padrões requeridos pelo RPS.
b) *Illinois Commerce Commission (ICC)*[68] tem a missão de equilibrar os interesses dos consumidores e dos prestadores de serviços de utilidade pública para alcançar um atendimento adequado pelas companhias. É a reguladora de transmissão e distribuição e atua diretamente com o setor elétrico através de políticas estímulos ao mercado varejista. Deve promover a competição adequada entre os agentes de mercado e informar consumidores sobre as condições de adesão ao mercado liberalizado. A ICC teve um papel fundamental no processo de liberalização do mercado elétrico.
c) *Illinois Municipal Electric Agency (IMEA)*[69], é uma entidade criada em 1984 sem fins lucrativos que atualmente é composta por 32 sistemas elétricos municipais, independentes da *Ameren* e da *ComEd*, e uma cooperativa

[65] Dynegy + Ameren Energy Resources - Combined Operations (2012).
[66] Ameren Transmission Company (2014).
[67] IPA: Welcome to the Illinois Power Agency (2013).
[68] Illinois Commerce Commission (2014).
[69] IMEA: About the Illinois Municipal Electric Agency (IMEA) (2014).

elétrica ao redor do estado de Illinois. Cada uma das comunidades é proprietária e opera seu sistema de distribuição. O objetivo é alcançar a entrega de energia física aos seus membros em preços baixos e estáveis. Para isso, a IMEA congrega as necessidades de seus membros e assegura a eletricidade necessária para satisfazer tais necessidades. A agência vende aos membros toda a energia atacadista requerida em contratos de longo prazo.

d) *Illinois Municipal Utilities Association (IMUA)*[70] funciona como uma associação para municípios proprietários e operadores de seus próprios sistema de eletricidade, gás natural, água, esgoto e telecomunicações em Illinois. O IMUA é administrado por um conselho formado por 17 municípios-membros. Além de treinar tecnicamente as companhias elétricas, há encontros mensais sobre segurança, assistência emergencial e regulatória.
e) *Department of Commerce & Economic Opportunity (DCEO)*[71] tem por objetivo principal promover o estado de Illinois como um destino atrativo para os negócios e buscar a prosperidade econômica aos habitantes através de uma série de ações, como: coordenação administrativa, concessão de capital para pequenos negócios, investimentos em infraestrutura e treinamento para empregados. No setor elétrico, a entidade atua por meio do *Energy Office*, que incentiva o investimento em economia verde em Illinois, além de criar políticas energéticas e de reciclagem para prédios governamentais. O DCEO também é responsável pela política subsídios aos consumidores de baixa renda.
f) *Midcontinent ISO (MISO)* é uma operadora independente do sistema (ISO) que atua em 16 estados. Em Illinois, controla o despacho na porção centro-sul.
g) *PJM Interconnection* é uma operadora regional de transmissão (RTO) em 13 estados americanos. Em Illinois, concentra-se no despacho de carga ao norte, com os ativos da ComEd.
h) *Illinois Department of Revenue (IDOR)*[72] é a entidade responsável por regular e arrecadar impostos e taxas para o estado de Illinois nos mais diversos bens e serviços, incluindo a eletricidade.

O mercado varejista em Illinois é competitivo, e existem, ao todo, 88 fornecedores varejistas alternativos de eletricidade operando no estado. As contas de eletricidade incluem: custos de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização (medição e serviços), e o montante associado aos mais diversos impostos.

[70] IMUA: About IMUA (2014).
[71] Department of Commerce & Economic Opportunity: About DCEO (2014).
[72] Illinois Revenue: Mission Statement (2014).

NOVA YORK

O processo de desregulamentação e liberalização do setor elétrico no Estado de Nova York teve seu início no ano de 1996, quando a *New York State Public Service Commission* separou as atividades competitivas do setor das reguladas. Permaneceram como atividades reguladas, a transmissão e distribuição, e passaram as atividades de geração e comercialização a operar em ambiente competitivo. Com isso, os consumidores passaram a figurar como consumidores livres e podem optar pelo comercializador com melhores preços e condições em um mercado competitivo.

A geração de eletricidade é desenvolvida tanto por entes privados quanto públicos, e os preços da geração no estado, de acordo com o sistema utilizado pelo regulador, são determinados por zona do mercado atacadista. Esse modelo de formação de preços de geração tem atraído investimentos para regiões (zonas) onde da demanda é maior e, por conseguinte, os preços resultantes da aplicação do modelo também.

O órgão responsável pela operação das linhas de transmissão é o NYISO, e o mesmo administra mais de 17 mil km de linhas de alta voltagem e despacha energia elétrica proveniente de 500 geradores. Por fim, a atividade de distribuição é desempenhada tanto por empresas públicas quanto pelas privadas. Existem no estado seis grandes operadores do serviço de distribuição, sendo a National Grid detentora da maior área de concessão. Apesar disso, é a *Con Edison* que atende grande parte dos consumidores do estado. Existem ainda outras distribuidoras no estado. As companhias municipais representam as *villages*, tais como a *Village of Arcade*, *Village of Akron*, *Village of Holley*, *Village of Bergen*, etc[73].

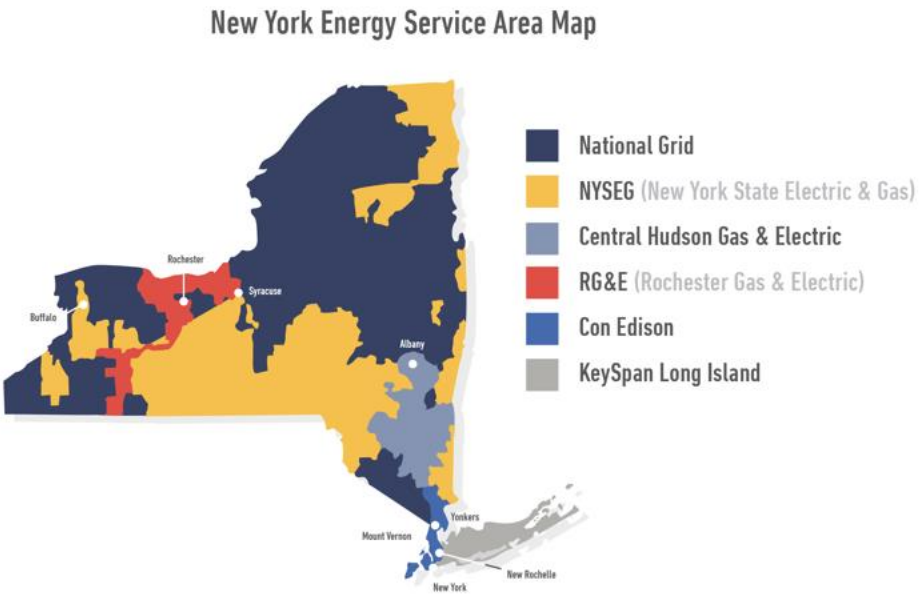
Duas das maiores distribuidoras do estado são empresas subsidiárias da *Consolidated Edison* (*Con Edison* e a *Orange & Rockland* - O&R), uma das maiores *Investor-Owned Utilities* dos Estados Unidos. A NYSEG e a *Rochester Gas & Electric* são subsidiárias da espanhola *Iberdrola*, e a *Central Hudson* é parte integrante da *Fortis Inc*.

A Figura 16 apresenta às áreas de concessão de distribuição de cada um dos operadores.

Como já mencionado, a comercialização opera em um mercado competitivo, mas os consumidores podem optar por permanecer tendo o fornecimento de energia elétrica proveniente da distribuidora (ou seja, sem escolher um comercializador específico). Os comercializadores de energia, em Nova York, são conhecidos como *ESCOs* (*Energy Service Companies*).

[73] New York State Public Service Commission (2014) Electric Utilities Listing.

Figura 16: Área de concessão por distribuidora no estado de Nova York



Fonte: Power 2 Switch NY (2014)

Marco Institucional

Em Nova York, as instituições estaduais criadas para o bom funcionamento do setor elétrico em geral são:

a) *New York State Public Service Commission (PSC)*[74] tem por missão assegurar a segurança no sistema elétrico, de gás, telecomunicações e água no estado de Nova York para os consumidores residenciais e industriais. Atua como reguladora, supervisionando as empresas energéticas que operam em monopólios naturais, como as distribuidoras. Foi a responsável pela desregulação e abertura de um mercado competitivo na comercialização;
b) *New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA)*[75] é uma agência governamental cujos objetivos são fornecer informações e análises sobre energia, promover programas inovadores aliados a uma *expertise* técnica, aumentar a eficiência energética, estabelecer as ações necessárias para atingir as metas renováveis comprometidas e reduzir a dependência fóssil da matriz;
c) *Long Island Power Authority (LIPA)*[76] é uma fornecedora elétrica municipal sem fins lucrativos e proprietária do sistema de transmissão varejista e do sistema de distribuição na região de Long Island. A LIPA é a segunda maior utility municipal dos Estados Unidos;

[74] PSC (2014) Home page.
[75] NYSERDA (2014) About NYSERDA.
[76] Power 2 Switch NY (2014) Utilities in New York.

d) *New York ISO (NYISO)*[77] é o operador do sistema elétrico em todo o estado de Nova York e foi criado com o objetivo federal de assegurar a não-discriminação no acesso à rede com a reestruturação do mercado elétrico. Tem por responsabilidade assegurar a confiança do sistema de transmissão, monitorar o despacho para atender às cargas e planejar a expansão do sistema. O NYISO é ainda operador do mercado atacadista.
e) *New York Municipal Power Agency (NYMPA)*[78] é um conglomerado de 36 distribuidoras municipais de energia elétrica (*villages*). A agência foi formada em 1996, embora a maior parte de seus integrantes atuem na compra e venda de energia elétrica a consumidores finais há mais de 100 anos. A *New York State General Municipal Law* autorizou que entidades municipais acordassem ações integradas entre si para garantir um melhor serviço. A lei prevê especificamente que os municípios possam vincular-se uns aos outros por meio de contratos para atingir seus propósitos.
f) *New York State Department of Taxation and Finance (NYS Tax)* é o órgão governamental responsável pela taxação e arrecadação dos impostos no estado de Nova York; dentre eles, os que incidem na tarifa de eletricidade.

No estado americano de Nova York, existe tanto o mercado atacadista quanto o varejista de energia elétrica. O mercado atacadista é operado pelo NYISO. Já o varejista está sob a tutela do *New York State Public Service Commission*. Nos últimos 5 anos, tem-se verificado uma tendência crescente no número de consumidores que passaram a escolher seus fornecedores. Atualmente, pouco mais de um quarto dos consumidores residenciais escolheu um comercializador em detrimento de continuar sendo atendido pelo *default supplier*[79].

TEXAS

Diferente dos três estados americanos até então analisados, o Texas iniciou seu processo de liberalização e desregulamentação do setor somente no ano de 2002. O processo foi levado a cabo liberalizando o mercado varejista de eletricidade somente para as *investor-owned utilites (IOUs)* localizadas dentro da região administrada pela ERCOT. As companhias municipais (Austin, San Antonio, etc) e cooperativas rurais podem aderir ao mercado desregulado, mas não são obrigadas a fazê-lo – as que rejeitam a opção são denominadas *non-opt-in entities (NOIEs)*. Até o presente momento, nenhuma companhia municipal foi aberta ao mercado competitivo[80].

[77] NYISO (2014) About NYISO.
[78] NYMPA (2012) Home page.
[79] Clearly Energy (2014) New York Electric Choice.
[80] Public Utility Commission of Texas "Alphabetical Directory of Retail Electric Providers" (2013).

Dentro desse processo houve também a separação das atividades de geração, tanto atacadista quanto varejista (mercados competitivos), das atividades de transmissão e distribuição (atividades reguladas). A *Public Utility Commission of Texas* (PUC) criou as *Retail Electric Providers* – REPs, para criar um ambiente competitivo. As REPs que são companhias desreguladas proprietárias de plantas produtoras que vendem eletricidade a comercializadores elétricos varejistas. Algumas REPs vendem eletricidade aos consumidores finais também. As companhias de transmissão e distribuição (*Transmission Delivery Utilities* ou TDUs) são reguladas e possuem as linhas elétricas por onde os blocos de energia são despachados.

Diferente da situação dos outros estados americanos analisados, aqui tanto a operação quanto a propriedade das linhas de transmissão são realizadas por entidades separadas, as ISOs (*Independent System Operator)* e as RTOs (*Regional Transmission Organization),* a fim de quebrar a verticalização integrada das companhias[81]. A transmissão na maior parte do Texas é administrada pela ERCOT, que funciona como operadora independente do sistema (ISO). A *Western Electricity Coordinating Council (WECC)* é a entidade responsável por coordenar a interligação no Oeste americano e está presente no extremo oeste do estado. A *Southwest Power Pool (SPP)* é a operadora regional de transmissão (RTO) no norte e nordeste do Texas, presente também no Kansas, Arkansas e outros estados. Por fim, a *Midcontinent Independent System Operator (MISO)*, no centro-leste do estado, garante também o despacho da eletricidade para outros 15 estados[82].

A distribuição é representada pelas TDUs, proprietárias dos ativos de transmissão regulados pela PUC. Na comercialização, existem, atualmente, 186 varejistas operando e mais de 1.100 agentes no mercado elétrico do Texas[83]. É importante mencionar que nem todas as áreas do Texas são abertas ao mercado livre. Por exemplo, os consumidores pertencentes à companhia pública *El Paso Electric* não estão dentro do ambiente competitivo, pois o Regulador considera que naquela região não existe concorrência adequada no mercado atacadista para que a competição varejista ocorra de forma satisfatória.

Marco Institucional

As instituições estaduais criadas para zelar pelo bom funcionamento do setor elétrico no Texas são as que seguem:

[81] Window on State Government: Texas Comptroller of Public Accounts Electricity (2008).
[82] FERC Electric Power Markets: Midcontinent (MISO).
[83] ERCOT Quick Facts (08/2014).

a) *Public Utility Commission of Texas (PUC)*[84] é a reguladora das companhias elétricas do estado e implementa a legislação necessária para a segurança do setor elétrico, oferecendo assistência aos consumidores na resolução de reclamações. Dessa forma, a PUC regula as taxas e serviços de transmissão e distribuição que operam onde há um mercado competitivo, além das *investor-owned utilites* (IOUs) em que a competição não ocorreu. Companhias municipais são reguladas por agências locais e conselhos das próprias cidades.
b) *Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)*[85] é a responsável por administrar o fluxo de energia elétrica. Como uma operadora independente do sistema (ISO) para o Texas, a ERCOT atua ainda por garantir a liquidação financeira no mercado atacadista e por administrar a troca de comercializadores varejistas em áreas onde há um mercado competitivo. A ERCOT é regulada pela PUC com a supervisão do poder Legislativo do Texas[86]. A rede de interligação da entidade é uma das três que integram a NERC, cujo papel já foi explicitado na seção da Califórnia.
c) *Texas Public Power Association (TPPA)*[87] é a representante dos interesses de fornecedores públicos de eletricidade no estado, incluindo companhias municipais e algumas cooperativas elétricas. A TPPA destaca-se por ser um canal em que os membros podem influenciar a formulação de diretrizes na política energética, afetando o comportamento da indústria pública de eletricidade. Assim, há uma assistência a problemas mútuos e intercâmbio de ideias e experiências.

A desregulação do mercado atacadista no Texas ocorreu em 1995, quando a PUC, adotou regras para facilitar o uso eficiente da rede elétrica por todos os agentes de mercado. Em 1999, o Legislativo exigiu que o mercado varejista fosse aberto à competição em 2002, dessa forma a ERCOT foi criada em 1996 para garantir o acesso imparcial e operar o despacho.

O mercado varejista é caracterizado pela ampla concorrência entre os agentes, com preços não-regulados desde 2002. No entanto, em áreas operadas por companhias municipais e cooperativas existe regulação pública das tarifas cobradas decorrente da ausência de competição no atacado que inviabilizaria preços competitivos no varejo e prejudicaria os consumidores.

As contas de eletricidade incluem diversas taxas[88], dentre elas uma taxa básica (fixa, aplicada mensalmente e independente do consumo), cobranças correntes (taxas correntes para o serviço elétrico conforme estabelecido nos termos de

[84] Public Utility Commission of Texas: About PUCT (2013).
[85] ERCOT: About ERCOT (2005).
[86] Public Utility Commission of Texas: History of Electric Deregulation in ERCOT (2012).
[87] TPPA: About TPPA (2014).
[88] Public Utility Commission of Texas: Utili-Facts (Charges on Your Electric Bill) (2013).

contrato, incluindo impostos e taxas), custos de transmissão, geração, comercialização, etc.

7.2 Modelo Tarifário [89] [90]

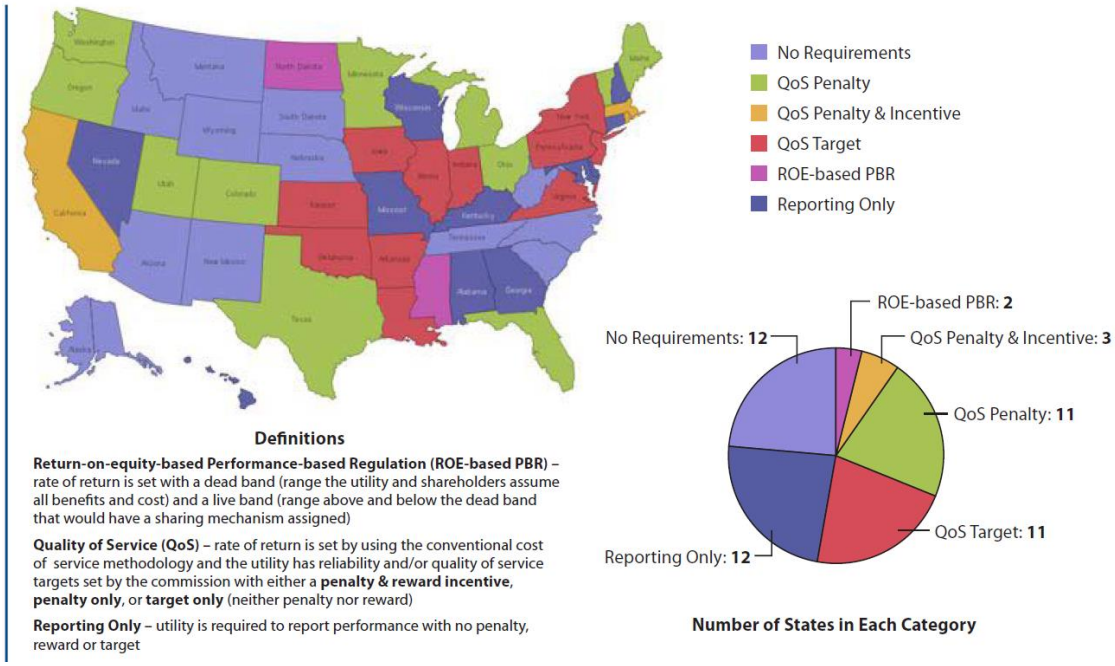
Os modelos tarifários aplicados para a definição das tarifas são determinados com base em decisões no nível estadual e municipal. Nos estados onde o consumidor pode escolher o fornecedor de energia elétrica, a eletricidade é entregue por meio das instalações de distribuição, cuja detentora (IUOs e/ou COUs) tem suas tarifas, termos e condições de uso fixadas pelo estado ou município. Como o serviço de distribuição de energia elétrica é considerado um monopólio natural, as *Public Utilities Commissions* - PUCs de cada um dos estados americanos, geralmente, reveem as tarifas dos serviços de distribuição de energia elétrica propostas por essas concessionárias por meio de um processo tradicional (que na maioria das vezes envolve audiências públicas) seguindo em alguns estados a regulação de custo de serviço e outros a regulação de *revenue cap*. Ainda que alguns estados apliquem uma regulação por custo de serviço, a aplicação desse modelo está longe de ser efetuada de forma tradicional, dado que são aplicados, em diversos estados, mecanismos de PBR tanto para a qualidade de serviço quanto para aplicação de medidas de eficiência energética.

De acordo com estudo desenvolvido pelo MIT (2011), um grande número de estados aplicava a tradicional regulação de custo de serviço, mesclado com metas de confiabilidade ou de qualidade de serviço, em alguns casos considerando no modelo mecanismos de penalidades/prêmios. Como pode ser observado na Figura 17, dos 51 estados americanos, em 12 não estabelecem requisitos de qualidade de serviço e 12 somente solicitam que a empresa informe a sua *performance*, não aplicando metas, nem mecanismos de nenhuma natureza. Dos 27 estados restantes, dois aplicam a metodologia de taxa de retorno mesclada com PBR, sendo a mesma definida com o que eles intitulam como *live band* e *dead band*. A *dead band* representa o intervalo (parcela) onde entidades públicas prestadoras do serviço e acionistas assumem todos os custos e benefícios do desenvolvimento da atividade. A *live band* representa um intervalo superior ou inferior a *dead band*, onde são aplicados os mecanismos de *earning and sharing*. Os restantes 25 estados aplicam também taxa de retorno, mas inserindo medidas de acompanhamento da qualidade de serviço que vão desde a implantação de mecanismos de penalidade e incentivos, até o

[89] The Regulatory Assistance Project (2011). Electricity Regulation in the Us: A Guide. Estados Unidos.
[90] MIT (2011). The Future of the Electric Grid.

estabelecimento somente de metas de qualidade com ou sem aplicação de penalidades.

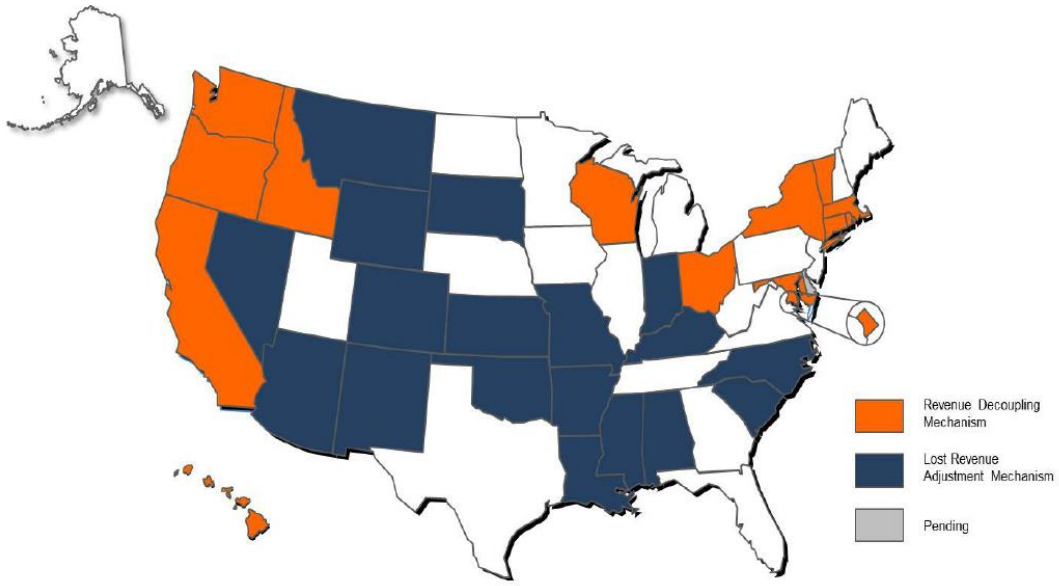
Figura 17 – Estados que Aplicam *Performance Based Regulation* - PBR


No Requirements
QoS Penalty
QoS Penalty & Incentive
QoS Target
ROE-based PBR
Reporting Only
ROE-based PBR: 2
No Requirements: 12
QoS Penalty & Incentive: 3
QoS Penalty: 11
QoS Target: 11
Reporting Only: 12
Number of States in Each Category
Definitions
Return-on-equity-based Performance-based Regulation (ROE-based PBR) – rate of return is set with a dead band (range the utility and shareholders assume all benefits and cost) and a live band (range above and below the dead band that would have a sharing mechanism assigned)
Quality of Service (QoS) – rate of return is set by using the conventional cost of service methodology and the utility has reliability and/or quality of service targets set by the commission with either a penalty & reward incentive, penalty only, or target only (neither penalty nor reward)
Reporting Only – utility is required to report performance with no penalty, reward or target

Fonte: MIT, 2011.

Outro mecanismo de PBR aplicado na regulação americana está associado com a introdução e busca pela melhoria da eficiência energética. E a aplicação da PBR nesse caso, se dá como forma de reestabelecimento das receitas "perdidas" pela concessionária, devido à aplicação das medidas de eficiência energética. Um terço dos estados que desenvolveram fortes programas de eficiência energética na distribuição aplicaram o mecanismo de *Revenue Decoupling*. Esses estados acabaram sendo os que também apresentaram os melhores resultados no incentivo e financiamento de tais medidas. Ou seja, California, Oregon, Washington, Wiscosin, Michigan, Hawai e New England passaram a aplicar revenue decoupling conjugado às amplas medidas de eficiência energética em sua regulação da distribuição como forma de não prejudicar a saúde financeira das distribuidoras. O uso de um mecanismo de reestabelecimento da receita perdida devido à introdução de medidas de eficiência energética, como forma de encorajar o distribuidor implementar tais medidas, tem papel decisivo no sucesso da iniciativa. A Figura 18 apresenta os mecanismos de PBR aplicado à melhoria da eficiência energética nos Estados Unidos.

Figura 18 – Aplicação de Mecanismos de PBR Aplicados a Eficiência Energética nos Estados Americanos



Fonte: MIT, 2011.

7.3 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso da California[91] [92] [93]

Como mencionado no item que trata da organização do setor elétrico americano, a *California Public Utilities Comission* – CPUC – é o órgão que estabelece as receitas pelas atividades de distribuição e geração própria das empresas de serviço público de capital privado – IOU – e controla o *pass through* das receitas correspondentes a transmissão (atividade regulada pela FERC) e compra de energia.

Os requisitos de receitas reconhecidos se classificam em três categorias principais: geração, distribuição e transmissão. A categorização não somente reflete as áreas de operação da empresa, mas também é utilizada para determinar que porção dos custos da empresa deve ser paga por diferentes tipos de clientes, dado que existem clientes que recebem da empresa somente serviços redes e compram ou geram sua própria energia.

Tipicamente, estes clientes não pagam custos de geração da distribuidora e pagam apenas os custos de transmissão e distribuição. Em alguns casos,

[91] California Public Utilities Comission (2013). 2012 Gas & Electric Utility Cost Report.
[92] California Public Utilities Comission (2013). Utility Investment Valuation Strategies: A Case for Adopting Real Options Valuation.
[93] Barkovich (s/d). A Brief Summary of Electric Ratemaking.

contudo, são obrigados a pagar taxas não evitáveis de geração comprada para lhes ser fornecida antes do abandono do serviço de fornecimento integrado. Os consumidores conectados diretamente à rede de transmissão não pagam pelo uso da rede de distribuição.

Os custos que as empresas podem projetar com razoável precisão são examinados e aprovados pela CPUC nos processos *General Rate Case* – GRC (revisões tarifárias). Os mesmos são realizados a cada três anos, ainda que às vezes o intervalo entre revisões possa ser maior. Nas GRC a comissão estabelece uma receita requerida para o primeiro ano do período de aplicação das novas tarifas e fórmulas de ajuste para os anos seguintes, até que se chegue à próxima revisão. Se nas condições projetadas para o ano teste as receitas superarem os custos, se aplica uma redução tarifária, caso contrário, é feito um aumento das tarifas.

A receita requerida autorizada permanece a mesma ainda que as empresas gastem mais ou menos que o montante autorizado pela comissão: a fixação tarifária com orçamentos especificados provê incentivos para gastar menos que o orçado, pois a diferença é apropriada pelos acionistas como lucros extras.

Aproximadamente 56% das receitas requeridas das IOUs são definidas nas revisões tarifárias da FERC (receita requerida para transmissão) e a CPUC (receita requerida para geração própria, exceto combustíveis, e de distribuição). O restante corresponde a *pass through* de custos considerados razoáveis pela CPUC.

As receitas requeridas de transmissão, distribuição e geração própria determinadas nas revisões tarifárias da FERC e CPUC são constituídas por elementos fundamentais de custos: custos de operação e manutenção, depreciação, retorno sobre o capital e impostos.

Atualmente, a Califórnia segue o modelo revenue cap, e o processo de revisão de tarifas ocorre a cada 3 anos.

Custos Operacionais

Compreendem custos operacionais todos os custos trabalhistas e não trabalhistas necessários para a operação e manutenção das plantas de geração e do sistema de distribuição. As empresas devem manter os sistemas nas condições prescritas pelas normas de confiabilidade e segurança da CPUC e de acordo com as melhores práticas da indústria, mas a CPUC não participa das decisões de gestão da empresa, onde se define a forma de uso dos recursos. Dependendo da gestão da empresa, a mesma pode gastar mais ou menos que o orçamento de receita autorizado para cobrir custos de O&M.

Nos processos de GRC, a CPUC revisa detalhadamente os custos de O&M separadamente das instalações de geração e das instalações de distribuição, além dos custos gerais de estrutura. Não são aplicados critérios de eficiência, propriamente ditos, na determinação dos custos, e sim é realizada uma revisão e definição de um patamar de custos regulatórios que, não necessariamente, é equivalente ao custo real da empresa.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Os investimentos são remunerados por meio da cota de depreciação e do retorno sobre o capital. A depreciação considerada é a contábil. A remuneração do capital investido é realizada para todas as empresas com base em uma taxa de retorno determinada em um processo separado da revisão tarifária de cada uma delas.

Os ativos existentes são remunerados considerando a base líquida, enquanto a metodologia de valoração dos ativos considera os valores efetivamente investidos (valores históricos). A taxa de retorno real de cada empresa pode ser maior ou menor do que a taxa regulatória determinada pela CPUC. Além da taxa regulatória autorizada, a CPUC instituiu alguns programas de incentivos, como o mecanismo de incentivo risco/recompensa associado à eficiência energética, pelas quais as empresas compartilham ganhos ou reduções de custos com os clientes.

Tratamento Regulatório das Perdas

Não existem disposições regulatórias relacionadas com as perdas nas redes de distribuição. As perdas projetadas devem ser incluídas na demanda a ser fornecida e seus custos fazem parte dos custos da compra de energia e de combustíveis.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

No tratamento da qualidade de serviço, as cinco maiores empresas de serviço público do estado informam anualmente os valores registrados para os indicadores de frequência e duração das interrupções, permitindo, assim, que o desempenho dos circuitos e zonas sejam avaliados e identificados os pontos na rede que apresentam problemas na qualidade do serviço prestado.

Os relatórios anuais de confiabilidade incluem a seguinte informação:

- Duração e frequência das interrupções de curta e de longa duração, usando os indicadores

- *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), que indica o número total de minutos de interrupção por cliente, para interrupções longas e para o sistema total;
- *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), que mede a frequência da interrupção média por cliente do sistema total para o ano em questão; e
- *Momentary Average Interruption Frequency Index* (MAIFI), que indica o número de interrupções de curta duração por cliente para o sistema total por ano, sem considerar os maiores eventos dos últimos anos;

- Identificação dos circuitos nos quais os clientes experimentaram mais de 12 interrupções longas (duração de cinco minutos ou mais) no ano em questão;
- Apresentação dos dez maiores eventos em função dos minutos/cliente, excluindo eventos de emergência climática ou desastres que afetam mais de 10% dos clientes.

As estatísticas de qualidade de serviço são calculadas incluindo interrupções nas redes de transmissão, subestações e redes de distribuição, mas excluindo interrupções programadas, por exemplo, para manutenção das linhas. Algumas interrupções, como as resultantes de danos produzidos por tempestades, são consideradas fora do controle da empresa.

As estatísticas são apresentadas considerando valores com e sem as interrupções originadas por tempestades:

- SAIDI: número total de minutos de interrupção por cliente, para interrupções longas e para o sistema total;
- SAIFI: mede a frequência de interrupção média por cliente do sistema total para o ano reportado;
- MAIFI: o número de interrupções de curta duração por cliente para o sistema total por ano.

As empresas devem fornecer a informação para cada circuito e deixar os dados à disposição de qualquer interessado. Após grandes tempestades, a empresa deve reiniciar o fornecimento em menos de 12 horas, em média.

O indicador *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI), que indica o total das durações dos clientes divido pelo número total de clientes com serviço interrompido, foi agregado aos relatórios de eventos medidos (aqueles que afetam entre 10-40% dos clientes simultaneamente e cumulativamente).

A CPUC presume que o desempenho da empresa diante do evento não foi razoável se o total de minutos de interrupção durante o evento dividido pelo total de interrupções excede 570.

Além desses indicadores, as decisões 96-11-021 e 97-03-070 estabelecem ciclos de inspeção e necessidades de registros para o equipamento de distribuição, que estão contidos na Ordem Geral 165. As empresas devem realizar inspeções detalhadas a cada 3-5 anos, dependendo do tipo do equipamento, indicando o estado do mesmo. Os problemas encontrados e a data programada para resolvê-los. Anualmente, a empresa deve apresentar um relatório resumindo as inspeções realizadas, a condição observada dos equipamentos bem como os reparos efetuados.

Ou seja, no caso da California, muito mais que a aplicação de medidas de incentivo/penalidade associadas a qualidade de serviço, o Regulador faz o acompanhamento da evolução dos indicadores de forma a identificar regiões e zonas onde o serviço precisa ser aprimorado, cabendo a concessionária realizar inspeções e investimentos necessários para a melhoria da qualidade.

7.4 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso de Illinois [94]

Conforme apresentado na seção do Marco Institucional do Estado de Illinois, as tarifas são propostas pelas distribuidoras e avaliadas pelo *Illinois Commerce Commission (ICC),* devendo este então revisar, aprovar e modificar as tarifas de acordo com suas atribuições, sempre levando em consideração o impacto nos consumidores em função dos novas valores estabelecidos.

O estudo do MIT[95] mostra que o nível tarifário neste Estado é obtido através da metodologia de Custo de Serviço, com acompanhamento dos indicadores de Qualidade de Serviço, mas sem aplicação de penalidades e recompensa por não cumprimento.

A norma 220 ILCS 5/ (*Public Utility Act*) em seu Artigo 16, seção 16-108, estabelece alguns preceitos na determinação das tarifas dos "serviços de entrega" (*delivery services*). Entende-se como tais serviços os necessários para o funcionamento dos sistemas de transmissão e distribuição, de modo que os consumidores consigam ser atendidos tanto pela distribuidora, quanto por outros fornecedores de energia, devendo incluir também os custos de medição e os serviços de cobrança.

As tarifas deverão estar baseadas nos custos da prestação dos serviços, devendo permitir à distribuidora a recuperação dos mesmos (uso das instalações e

[94] 220 ILCS 5/ - Public Utilities Act
[95] MIT (2011). The Future of the Electric Grid.

serviços associados). Estas despesas devem incluir necessariamento os custos de propriedade, operação e manutenção das instalações de distribuição.

Uma distribuidora deve recuperar os gastos realizados sob o programa de investimento em infra-estrutura através do processo de estabelecimento de taxas, incluindo, mas não limitado a, uma fórmula baseada no desempenho aprovada pela ICC.

São considerados os seguintes pontos na determinação das despesas e investimentos a serem reconhecidos na tarifa:

- É prevista a recuperação dos custos reais da concessionária que são efetuados de forma prudente e razoável em valores compatíveis com a prática e a legislação;
- É considerada a estrutura de capital real aplicada ao final do ano civil, excluindo o ágil, sujeita a uma determinação da prudência e razoabilidade consistente com a prática e a legislação;
- É considerado o Custo do Capital Próprio;
- É permitida a recuperação de despesas com pensão e outros benefícios, desde que suportados por estudos atuariais;
- É permitida a recuperação de custos com indenizações, devendo o valor ser amortizado ao longo de um período de 5 anos;
- O retorno de investimento é calculado através de uma taxa igual ao custo médio ponderado da dívida de longo prazo da dívida da distribuidora;
- É permitida a recuperação de ativos regulatórios existentes ao longo dos períodos previamente autorizados pela Comissão.

Tratamento Regulatório das Perdas

Tanto para o tratamento das perdas, quanto da qualidade de serviço, cada empresa deve desenvolver e apresentar à Comissão métricas plurianuais, concebidas para atingir, proporcionalmente (isto é, em segmentos iguais) ao longo de um período de 10 anos, melhoria sobre os valores de desempenho de uma linha de base.

Com respeito às perdas, há menção específica sobre energia não contabilizada, onde as empresas deverão melhorar em 50%, tendo como referência uma linha de base da perda não-técnicas não contabilizadas em kWh de energia para o ano de 2009.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço[96]

Conforme apresentado anteriormente, há o monitoramento e metas dos indicadores de qualidade de serviço, mas não há penalidades associadas. Abaixo são apresentados os indicadores acompanhados.

Figura 19 – Overview sobre a qualidade do Serviço em Illinois

Illinois	
Visão Geral dos Requisitos	Relatório anual sobre o desempenho em relação às metas de benchmark. Nem todas as concessionárias do Estado possuem metas
Métricas de Confiabilidade	SAIDI, CAIDI e CAIFI
Documento	83 Illinois Admin Code, Part 411.140(b)(4)
Comentários	Vários utilitários têm metas de serviço ao cliente, mas não há penalidades caso não consigam atingir a meta. Se as metas não forem cumpridas, o utilitário é obrigado a apresentar um plano de correção a Comissão que irá demonstrar o que vai ser feito para atingir a meta no próximo período de relatório.

Fonte: Elaboração Própria

System Average Interruption Duration Index (SAIDI) é o número médio de minutos de interrupção de serviço, por cliente atendido, no nível do sistema. Calculado da seguinte forma:

$$SAIDI = \frac{\sum Durações\ de\ interrupções\ dos\ clientes}{Número\ total\ de\ clientes\ atendidos}$$

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) é o tempo médio que o serviço de um cliente fica indisponível, durante uma interrupção.

$$CAIDI = \frac{\sum Durações\ de\ interrupções\ dos\ clientes}{Número\ total\ de\ clientes\ interrompidos}$$

Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI) mede o número médio de interrupções por consumidor interrompido. É simplesmente o número de interrupções ocorridas dividido pelo número de clientes afetados pelas interrupções.

$$CAIFI = \frac{Número\ total\ de\ interrupções\ dos\ clientes}{Número\ total\ de\ clientes\ interrompidos}$$

[96] State of Distribution Reliability Regulation in the United States (2005).

7.5 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso de Nova York [97]

O serviço elétrico em Nova York é operado por seis *Investor Owned Utilities* (IOUs), uma Autoridade de Energia e várias pequenas cooperativas elétricas de distribuição municipais (Consumer Owned Utilities ou COUs). A *New York State Public Service Commission* (NYPSC) regula as seis IOUs. Além disso, também coleta dados de confiabilidade da *Long Island Power Authority* (LIPA), mesmo não sendo responsável por regular a LIPA.

No que se refere particularmente ao mecanismo pelo qual as *Electric Utilities* fixam suas tarifas em Nova Iorque, o mesmo se realiza por meio de um procedimento denominado *rate case.* Nele intervêm não somente as companhias elétricas interessadas e o órgão regulador (a NYPSC), mas também outros grupos de interesse como diversos usuários de grande escala (industriais, comerciais, residenciais, etc.) ou outros grandes grupos como funcionários das prefeituras locais ou representantes de usuários de baixo poder aquisitivo, por exemplo.

O procedimento seguido por esses *cases* é o seguinte:

1. Em primeiro lugar, as *Utilities* interessadas devem entregar uma apresentação (*filing*) em que se demonstre a necessidade de uma mudança ou atualização na tarifa cobrada. Deve incluir os valores estimados dos gastos de operação, custos de depreciação, impostos, o retorno sobre o capital investido e outros gastos de capital.
2. Posteriormente, em um período de um a quatro meses, o *Department of Public Service* de NY fornece aos grupos de interesse um *staff* especializado que tem a responsabilidade de analisar a apresentação realizada e emitir um testemunho sobre a mesma, velando sempre pelos interesses dos grupos considerados.
3. Durante os cinco meses seguintes as *Utilities*, que têm a opção de examinar o testemunho, negocia-lo e tentar chegar a um acordo com as outras partes. Adicionalmente participa um Juiz de Direito Administrativo, que pode emitir recomendações para a tomada de decisões.
4. Todos os arquivos adicionais são entregues à PSC, que realiza durante dois meses as últimas deliberações em audiências públicas. Por fim, emite uma *order* na qual se resolvem todos os assuntos que tenham ficado sem acordo e determina a nova tarifa que será válida por um período de três anos.

[97] NY PSC (2011) Major Rate Case Process Overview

É importante notar que atualmente a indústria de energia de Nova York está em transição, desta forma a Comissão criou a *Reforming the Energy Vision* (REV), que visa à reforma da indústria de energia de Nova York e das práticas regulatórias com o objetivo de melhorar a eficiência geral do sistema e acrescentar a diversidade das fontes de energia.

Entre as principais mudanças propostas no mecanismo de desenho de tarifas, a REV propõe a possibilidade de que o planejamento das mesmas seja por períodos mais longos de tempo além de propor-se a geração de incentivos baseados em resultados (seguindo, por exemplo, critérios de melhoria de eficiência do sistema, redução das emissões de carvão, diminuição do preço pago pelo serviço por parte dos consumidores, etc.).

Custos Operacionais

Entre o que é compreendido pelos custos operacionais reconhecidos pela NYSPC encontram-se principalmente os de origem relacionada ao trabalho e não relacionada ao trabalho, destinados à operação e manutenção da planta; custos relacionados com as pensões e OPEBs (benefícios pós-aposentadoria diferentes de pensões); parte dos pagamentos de seguros de responsabilidade civil de diretores e oficiais; custos destinados a aspectos de proteção do meio ambiente; gastos de combustível e por vezes gastos ocasionados pela recuperação do serviço após tempestades e temporais.

Considerando que cada IOU realiza seus ajustes e revisão de tarifas separadamente, a proporção em que estes custos são reconhecidos nas tarifas pode variar.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Igual o que ocorre no caso de outros estados, o investimento é remunerado considerando por um lado uma taxa de depreciação e por outro um retorno sobre o capital.

No que diz respeito ao retorno sobre o capital, aplica-se uma taxa de rentabilidade multiplicada pelo capital original investido, líquido da depreciação[98].

Além disso, a NYPSC estabelece um RDM (*Revenue Decoupling Mechanism*), que é um mecanismo de ajuste que se encontra desenhado para garantir que as *Utilities* recuperem os retornos projetados no *rate case*, de maneira independente

[98] Em alguns casos consideram-se também os descontos sobre o capital de giro (*Working Capital Allowances)* e os pagamentos de impostos diferidos.

de seu volume de vendas final. O objetivo geral deste tipo de ferramenta é remover o desincentivo que as companhias possuem ao adotar medidas de eficiência energética ou outras que diminuam o nível de consumo dos usuários.

Tratamento Regulatório das Perdas[99]

Existe um tratamento regulatório das perdas do sistema incluídas na cláusula conhecida como *Market Supply Charge* ou *Market Power Charge*. A mesma varia por cada classificação de serviços e tipo de tarifa e se calcula em dólares/centavos por kWh.

A MSC inclui entre seus componentes, ajustada pelo Fator de ajuste de perdas, os seguintes custos:

- o custo de energia baseado nos preços de Mercado da NYISO;
- o custo de capacidade baseado nos preços de Mercado da NYISO;
- encargos por serviços auxiliares necessários para o suporte da transmissão de energia elétrica;
- NTAC ou encargo de ajuste pela transmissão de NYPA; e
- outros encargos ou créditos relacionados com o serviço de transmissão.

Cabe mencionar que dependendo de cada IOU o tratamento do fator de perdas difere. Por exemplo, no cada de Consolited Edison of New York INC., a maior *Utility* em termos de quantidade de clientes, o fator de ajuste de perdas é de 1.063 para considerar perdas de 5,9 por cento[100].

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço[101]

A NYPSC regula a qualidade e a confiabilidade do Serviço de Distribuição dos IOUs. Os códigos, normas e regulamentos do Estado, fornecidos pela Autoridade Geral para o NYPSC para regular a confiabilidade de distribuição "Adoção de normas de Confiabilidade e Qualidade do Serviço Elétrico".

A confiabilidade da distribuição de energia elétrica é regulada através de dois métodos relacionados:

a) Desempenho através de padrões

[99] Dittmann D. (2008), Reducing Electric System Losses, NYS DPS Technical Conference, Central Hudson Gas & Electric Corp

[100] Consolidated Edison Company of New York, Inc. , "Schedule for Electricity Service", Order on Case 13-E-0030, leaf: 329 (2014).

[101] The Brattle Group, Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes (2012).

Os IOUs e a LIPA são obrigados a apresentar os dados mensais de interrupções, específicos dos distribuidores, para que o NYPSC calcule o SAIFI *(System Average Interruption Frequency Index)* e o CAIDI *(Customer Average Interruption Duration Index)* para as "áreas de operações", ou seja, subconjuntos geográficos da área do distribuidor.

O NYPSC adota padrões do serviço elétrico aceitáveis para a confiabilidade dos sistemas. Os padrões contêm os níveis mínimos aceitáveis, tanto para frequência quanto para durações de interrupções, para as áreas de operações dos distribuidores. As metas e alcance estão dispostos na figura abaixo.

Nota: Os padrões de fato estabelecidos pelo NYPSC são para SAIFI e CAIDI horário. No entanto na figura abaixo os CAIDI horários foram convertidos para SAIDI *(System Average Interruption Duration Index)*, da seguinte forma: SAIDI = SAIFI x CAIDI.

Figura 20 – Nível de detalhe para o Relatório de Confiabilidade de NY

Electric Distribution Utility		Operating Areas for Reliability Reporting	SAIDI Standards (minutes)	SAIFI Standards (incidence)
Central Hudson Gas & Electric	5	Geographic area around major population areas.	69.30 - 192.00	0.77 - 1.60
Con Edison (Radial)	6	NYC's 4 boroghs excluding Manhattan, Westchester county and a small segment stradding Queens and Nassau counties.	19.53 - 82.66	0.29 - 1.23
Con Edison (Network)	5	4 NYC boroughs excluding Staten Island but included Manhattan, and Westchester.	0.41 - 3.38	0.003 - 0.02
Long Island Power Authority	3	Geographic areas (Central and East and West Suffolk county).	72.59 - 149.94	1.09 - 2.10
Niagara Mohawk Power / National Grid	8	Geographic areas broken down across large service area with urban pockets interpersed across rural tracks.	31.98 - 253.80	0.41 - 1.41
New York State Gas & Electric	13	Geographic areas covering largely rural base with some urban areas.	32.23 - 262.50	0.41 - 2.75
Orange & Rockland	3	Geographic areas (Central, Eastern and Western).	112.35 - 255.00	1.75 - 2.50
Rochester Gas & Electric	4	Geographic areas relating to population areas.	69.12 - 194.04	0.72 - 2.20
Total	47			

Fonte: The Brattle Group, Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes (2012).

Na tabela acima estão os padrões de confiabilidade de cada um dos distribuidores de Nova York. O desempenho de confiabilidade dos distribuidores é avaliado conforme estes padrões, ou seja, os dados mensais fornecidos pelos distribuidores são revisados pela equipe do NYPSC e incluídos em um relatório de desempenho de confiabilidade elétrica anual, que compara o desempenho dos distribuidores segundo as normas.

Os distribuidores também são obrigados a incluir uma análise das tendências de interrupção para cada uma das suas áreas de operação, um resumo de seus projetos de melhoria de confiabilidade e uma análise de seus piores desempenhos.

As normas do NYPSC relativas aos padrões de confiabilidade requerem que os distribuidores apresentem um plano de correção para o NYPSC, caso não cumpram a norma de confiabilidade mínima estabelecida, mas não inclui diretamente qualquer sanção monetária pelo não cumprimento das normas (nem fornece um bônus por excedê-las).

b) Desempenho baseado em taxas

Como parte da Regulação das taxas dos IOUs no Estado, o NYPSC colocou em prática um mecanismo de desempenho de confiabilidade (RPM) como parte do plano de taxas para cada um dos IOUs. Os RPMs são considerados e decididos em cada caso, ou seja, sempre são revisadas as receitas/preços de cada concessionária e especificadas individualmente por distribuidor.

As RPMs impõem sanções (ajustes negativos de receita) para os distribuidores que não atingirem as metas de confiabilidade. Os desvios nas metas são tidos gradativamente com as penalidades. No geral, as penalidades estão sujeitas a um limite máximo de exposição das receitas. Os RPMs não incluem um componente de incentivo positivo, no caso dos distribuidores que excederem as metas de confiabilidade.

As metas de duração e frequência de confiabilidade inclusas nos RPMs são semelhantes às normas inclusas no relatório de desempenho confiabilidade de Nova York. No entanto, os objetivos inclusos no RPM tendem a refletir médias do sistema, ao invés de áreas de operações detalhadas desagregadas. Além disso, os RPMs incluem áreas adicionais de confiabilidade, que não estão diretamente inclusas nos Relatórios de padrões de desempenho mensal dos distribuidores.

7.6 Mecanismo de Formação de Tarifa – Caso de Texas[102]

No caso do Texas, a legislação da *Public Utility Commission of Texas – PUC* separa o Custo de Serviço em duas componentes bem diferenciadas: os Gastos Permitidos e a Remuneração sobre o Capital Investido.

Gastos Permitidos

A componente de Gastos Permitidos não só compreende os custos destinados às operações do dia-a-dia e manutenção da companhia elétrica, como também considera uma série de fatores tais como: o gasto por depreciação sobre o investimento original; pagamentos de impostos e contribuições que, com exceção daqueles de caráter Federal, sejam diferentes dos que se realizam sobre os rendimentos; gastos em publicidade e doações que não excedam 0,3% dos

[102] Sustantive Rules applicable to electric service providers, Subchapter J. PUCT (2005).

rendimentos brutos recebidos pelo serviço; OPEBs (benefícios pós-aposentadoria diferentes de pensões) e custos incorridos no desmantelamento de plantas de geração de energia nuclear (se fosse pertinente).

Além disso, cabe destacar que a regulação tarifária no Texas permite às companhias elétricas oferecer uma tarifa diferente para o fornecimento de energia proveniente de fontes renováveis. A mesma considera, além do custo de serviço, uma "Prima por Energia Renovável", que inclui os gastos de marketing, administração e de programas educativos sobre o uso de tal tipo de fontes.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Quanto ao tratamento da remuneração sobre o capital investido, a *PUC* permite às companhias elétricas do Texas a oportunidade de obter uma taxa de rentabilidade razoável sobre o montante do capital investido. Tal taxa deve ser o suficientemente alta de modo que permita não somente assegurar a confiança na solvência financeira da empresa, como também considere a inflação, deflação, taxa de crescimento do setor e a necessidade da companhia de atrair novos capitais.

Quanto ao montante do capital investido, considera-se o mesmo composto principalmente pelo custo original da planta, propriedade e equipamentos menos a depreciação acumulada tomada de maneira linear. Considera-se, além disso, diversos descontos sobre o capital de giro (*Working Capital Allowances*), fundos de autosseguro e em situações excepcionais podem-se incluir obras de construção em progresso.

Tratamento Regulatório das Perdas

Quanto ao tratamento regulatório das perdas em etapas prévias à distribuição, a *PUC* estabelece que em alguns casos, com acordo explícito das empresas fornecedoras e das companhias elétricas, o cálculo das tarifas de compra pode incluir critérios como custos de combustível, de manutenção ou de perdas de energia em linhas de transmissão, entre outros.

Por outro lado, no que se refere ao sistema de distribuição, a legislação da *PUC* estabelece que cada companhia elétrica está obrigada a apresentar anualmente um relatório sobre a qualidade do serviço oferecido. Este assunto é tratado com maior ênfase a seguir.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço[103]

Figura 21 – Overview sobre a qualidade do Serviço no Texas

Texas	
Visão Geral dos Requisitos	Texas tem o custo do serviço baseado no PBR (*Performance Based Regulation*)
Métricas de Confiabilidade	SAIDI, SAIFI e CAIDI
Comentários	Objetivos e requisitos são diferentes para cada concessionária no estado. As metas são definidas com base em dados médios específicos das empresas, ao longo de três anos. São consideradas penalidades nas métricas de atendimento ao cliente.

Fonte: Elaboração Própria

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) é o tempo médio que o serviço de um cliente fica indisponível, durante uma interrupção.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) é o número médio de interrupções de serviço, por cliente atendido, no nível do sistema. Calculado da seguinte forma:

$$SAIFI = \frac{Número\ total\ de\ interrupções\ dos\ clientes}{Número\ total\ de\ clientes\ atendidos}$$

System Average Interruption Duration Index (SAIDI) é o número médio de minutos de interrupção de serviço, por cliente atendido, no nível do sistema. Calculado da seguinte forma:

$$SAIDI = \frac{\sum Durações\ de\ interrupções\ dos\ clientes}{Número\ total\ de\ clientes\ atendidos}$$

[103] State of Distribution Reliability Regulation in the United States (2005).

8 CANADÁ - QUEBEC

8.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

O sistema elétrico do Québec é quase integralmente público e operado pela Hydro-Québec, cujo único acionista é a província de Québec desde 1981. Quebec realizou uma reforma no seu setor elétrico no final dos anos 90, tendo sido, nesse período, criada a *Régie de l'énergie* (agência reguladora e fiscalizadora do setor). O principal objetivo do processo de reforma do setor foi o atendimento a *FERC Order 888*, o qual determina que para a obtenção de licença de participação nos mercados abertos de eletricidade americanos. Dado que a Hydro-Quebec tinha, dentre seus objetivos, o de venda dos excessos de capacidade aos Estados Unidos, a mesma promoveu as mudanças necessárias.

Dentro desse contexto de reformulação do setor, a Hydro-Québec, que até então era uma empresa integrada verticalmente, foi desverticalizada e foram criadas quatro empresas separadas, responsáveis por cada uma das atividades da cadeia do setor. As empresas criadas foram a Hydro-Québec Production, Hydro-Québec TransÉnergie, Hydro-Québec Distribution e Hydro-Québec Équipement. No processo de reformulação do setor também foi criado, por meio do projeto de Lei 116, o *Heritage Pool*, que protege o consumidor quebequense das oscilações tarifárias do mercado aberto.

O *Heritage Pool* determina que a Hydro-Québec Production forneça obrigatoriamente à Hydro-Québec Distribution um bloco fixo de 165 TWh/ano de energia elétrica, correspondente a, aproximadamente, 89% da energia consumida em 2011, a uma tarifa fixada de 2,79 CA$/MWh, que pode ser reduzida pelo governo e atualizada com base na inflação. A energia elétrica gerada pela Hydro-Québec Production que exceda o montante que obrigatoriamente deve ser fornecido ao *Heritage Pool* é vendida tanto nas licitações da Hydro-Québec Distribution e nos mercados atacadistas do Nordeste do continente americano.

Marco Institucional

a) O ministério da energia e dos recursos naturais do Québec tem como missão principal definir a política energética do Québec. O debate articula-se ao redor de três temas centrais que são: a eficiência e a inovação energéticas, as energias renováveis e os hidrocarbonetos. Com respeito à eficiência e inovação energéticas, o *Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques* (BEIE) do ministério tem vários programas de financiamento e

de conselhos técnicos e administrativos direcionados aos consumidores residenciais e outros.

b) A Hydro-Québec é uma empresa cujo único acionista é o governo do Québec. Suas responsabilidades e seu funcionamento estão definidos pela lei *Loi sur Hydro-Québec*. Além disso, as suas tarifas são submetidas a uma regulação administrada pela *Régie de l'Énergie*.

c) A *Loi sur Hydro-Québec* define as atividades da empresa e em particular a sua missão e as suas regras de governança. Segundo ela, a empresa tem como propósito fornecer energia e atuar nas áreas de pesquisa, produção de energia, transporte e economia de energia assim como em todas as áreas ligadas a energia. Ela deve, entre outras obrigações, garantir o fornecimento anual dos 165 TWh do *Heritage Pool* ao mercado quebequense tal como foi definido pela *Régie de l'énergie*.

d) A *Régie de l'Énergie* é um organismo de regulação econômica cuja missão é garantir a conciliação entre o interesse público, a proteção do consumidor e um tratamento equânime do transportador e da distribuidora. Ela favorece o atendimento das necessidades energéticas em uma perspectiva de desenvolvimento sustentável e de equidade no plano individual como no plano coletivo. Nesse âmbito, ela fixa ou modifica as condições e as tarifas de transmissão e de distribuição da energia elétrica, assim como as tarifas de fornecimento, transporte distribuição e armazenagem do gás natural. As tarifas são fixadas ou modificadas favorecendo medidas ou mecanismos para incentivar a melhora do desempenho do transportador e a distribuidora de energia elétrica e gás natural e o atendimento das necessidades dos consumidores. A *Régie de l'Énergie* trata também das queixas dos consumidores insatisfeitos com as decisões tomadas pelo distribuidor de energia elétrica ou gás natural, em relação a aplicação das tarifas ou condição de serviço.

8.2 Modelo Tarifário[104] [105] [106]

O modelo tarifário quebequense difere bastante dos modelos até então apresentados, pelo fato do modelo regulatório aplicado para a determinação das tarifas ser de custo de servico, sendo a tarifa ajustada anualmente com base nas projeções dos custos do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. *A Régie de l'Énergie* é a entidade responsável por fixar as tarifas da energia elétrica, sendo nela consideradas os custos de transmissão, distribuição e aquisição de energia, além da inclusão de uma rentabilidade razoável para a Hydro-Québec.

[104] Camput (s/d). Introduction to Electricity and Gas Regulation in Canada: who des that?
[105] Blaykes Lawers (s/d). Overview of Electricity Regulation in Canada
[106] Regie de L´Energie (2011). How does Regie Regulate Energy in Quebec

As tarifas do usuário final de energia elétrica praticada pela Hydro Quebec são aprovadas pela Régie, com base em uma série de fatores. São considerados a determinação de um valor justo e razoável para os ativos de distribuição e transmissão, despesas com pesquisa e desenvolvimento, além dos custos operacionais e de capital necessários para a manutenção da qualidade do serviço prestado.

O rito regulatório adotado pelo *Regie de L´Energie* em Quebec difere dos até entao apresentados no relatório. O procedimento de ajuste anual inicia com a apresentação, por parte da Hydro Quebec, de um orçamento para o ano subsequente, por meio de um plano de negócios onde são apresentadas as melhorias de eficiência e de qualidade de servico obtidas no ano regulatório atual bem como as perspectivas para o próximo ano regulatório. No plano de negócios apresentado pela Hydro Quebec, a mesma, com base no orçamento por ela elaborado, solicita aumento ou redução das tarifas praticadas. Após o recebimento do plano de negócios e pedido de redução ou aumento das tarifas por parte da Hydro Quebec, o *Regie de L´Energie*, põe os mesmos em audiência pública, recebendo assim aportes e comentários da sociedade sobre o plano de negócios proposto. Nas situações que o Regulador julgar necessário, o mesmo solicita esclarecimentos, e toma a decisão de aprovar ou não a solicitação efetuada pela Hydro Quebec. No caso da não aprovação, o Regulador efetua os ajustes que julgar necessário na tarifa. No entanto, para os últimos três anos tarifários a *Regie de L´Energie*, após a solicitação de esclarecimentos, chancelou a proposta apresentada pela HQD.

8.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[107] [108] [109] [110] [111] [112]

O reajuste da tarifa praticada depende da análise, por parte do regulador, do orçamento proposto pela distribuidora de energia elétrica, além das contribuições recebidas a partir da audiência pública. A tarifa praticada pela Hydro-Quebec Distribuition reflete o custo do serviço, sendo o mesmo o somatório de custos de aquisição de energia elétrica (*Heritage Pool Electricity* e Sistemas Eólicos), e investimentos na rede de distribuição. Os ajustes de custos (redução de custos) causados por ganhos de eficiência são sempre repassados a tarifa no ano subsequente.

[107] Hydro Quebec (2014). Presentation de la Demande Tarifaire 2015-2016.
[108] Hydro Quebec (2014). Revenus Additionels Requis et Hausse Tarifaire au 1er Avril 2015.
[109] Hydro Quebec (2014). Prévision de la Demande.
[110] Hydro Quebec (2014). Taux de Rendement et Coût du Capital Prospectif du Distributeur.
[111] Hydro Quebec (2014). Achat d´Eletricité.
[112] Hydro Quebec (2014). Coûts de Distribution et Services à La Clientele – Charges d´Explotation.

Anualmente, a Hydro-Quebec apresenta ao órgão regulador o orçamento para o ano seguinte, onde está contida a previsão do custo para o fornecimento do serviço de distribuição energia elétrica. Ou seja, as tarifas outorgadas anualmente pela *Regie* refletem a previsão do custo do serviço para o ano subsequente.

Para a apresentação das previsões de custos e da receita requerida para a cobertura dos mesmos, e a definição se as tarifas precisam ser aumentadas ou podem ser reduzidas, a HQD apresenta um plano de negócios a *Regie de L´Energie*, onde são apresentados os motivos das alterações tarifárias, sejam elas a menor ou a maior. Dentre as explicações contém informações a respeito do histórico recente e da projeção da demanda, do componente de compra de energia, dos investimentos, do custo de capital aplicado, da qualidade do serviço prestado e da evolução do nível de eficiência.

Principais Motivações do Ajuste Tarifário 2015-2016

As tarifas praticadas pela HQD são atualizadas, anualmente, em 1º de abril, com isso, o último período de atualização da tarifa é o que corresponde ao período 2015-2016. Aqui são apresentados, de forma breve, o conteúdo do plano de negócios apresentado pela HQD e os motivos e justificativas apresentados pelo mesmo para o aumento tarifário.

A primeira análise apresentada tem como finalidade determinar se as tarifas praticadas no período anterior seriam capazes de cobrir os custos do serviço atualmente praticado. Ou seja, com base em uma demanda projetada, se identifica qual seria a receita resultante da prestação do serviço, e esse valor é confrontado com o dado dos custos do serviço. Para o ciclo 2015-2016, a HQD identifica que no caso da manutenção da tarifa praticada no período 2014-2015, os custos seriam superiores a receita advinda da prestação do serviço. Os custos para o ciclo 2015-2016 são da ordem de 11.857 milhões de dólares canadenses, sendo 554 milhões superiores aos custos do ciclo anterior.

Especificamente com relação ao custo da distribuição de energia elétrica (essencialmente investimentos para a manutenção do nível de qualidade do serviço prestado) apresenta-se um aumento de 129 milhões de dólares canadenses em relação ao período anterior, sendo o custo total de 3.238 milhões de dólares canadenses. Em contrapartida ao aumento de custos, observa-se também um ganho de eficiência de um montante equivalente a 43 milhões de dólares canadenses. Os ganhos de eficiência desde 2008 somam o montante de 322 milhões de dólares, e em uma situação hipotética, sem a existência de ganhos de eficiência, o custo da prestação do serviço e atendimento ao cliente estariam hoje em patamares equivalentes a 3.560 milhões.

Com relação à compra de energia elétrica, o orçamento aprovado pela Regie no ciclo 2014-2015 foi excedido em 380 milhões de dólares, e esse corresponde a um dos principais motivadores do aumento tarifário do ciclo 2015-2016. A seguir a questão é apresentada com mais clareza.

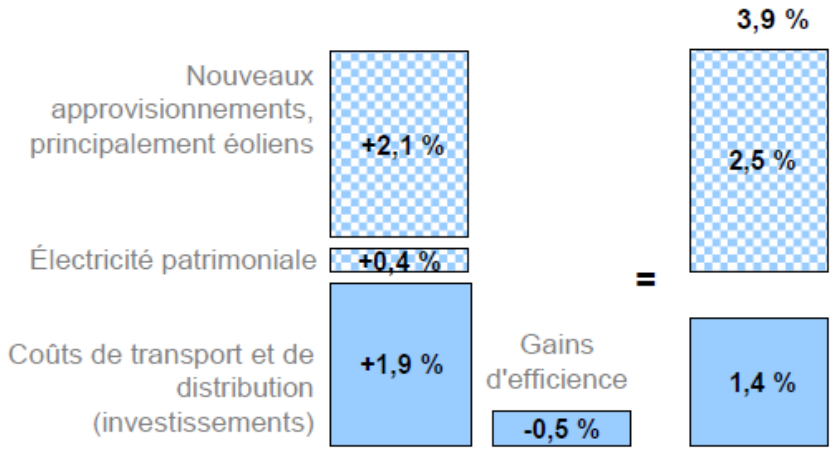
O principal motivador do aumento tarifário está associado ao custo de serviço da compra de eletricidade. No ciclo anterior, o inverno rigoroso ocasionou fortes aumentos na demanda de energia elétrica, que obrigaram a HQD a adquirir energia elétrica no mercado de curto prazo a um preço mais elevado. Até dezembro de 2014, o saldo a ser pago resulta em um montante equivalente a 380 milhões de dólares canadenses. No plano de negócios apresentado pela HQD, o mesmo propõe compensar esse saldo devedor na tarifa nos próximos 5 anos, como forma de suavizar o efeito do mesmo na tarifa praticada.

Além dos efeitos da aquisição da energia elétrica no mercado de curto prazo, estão também entre as justificativas apresentadas pela HQD para o aumento tarifário os seguintes pontos:

- → A colocação em funcionamento e aquisição da energia elétrica proveniente dos parques eólicos;
- → Atualização monetária da energia elétrica adquirida por meio do *Heritage Pool*;
- → Ampliação das redes de distribuição e transmissão para fazer face ao crescimento da demanda das classes residencial e comercial, sem perda de nível de qualidade do serviço prestado e manutenção da sustentabilidade dos ativos existentes;
- → O aumento dos custos do serviço foi, em certa medida, atenuado pelos ganhos de eficiência obtidos pelo distribuidor e transmissor de energia elétrica. O impacto dos ganhos de eficiência resultou em uma economia de 50 milhões de dólares canadenses.

A Figura 22 apresenta o efeito de cada um dos componentes mencionadas dentro da tarifa de energia elétrica do ciclo 2015-2016. É importante mencionar que, no aumento tarifário também está incluído um orçamento para investimento da ordem de 551 milhões na rede de transmissão e distribuição de energia elétrica, e mais 135 milhões a serem investidos especificamente no programa de eficiência energética a ser implementado pela HQD.

Figura 22 – Detalhamento dos Ajustes Tarifários do Período 2015-2016



Fonte: Regie de L´Energie (2015)

Base de Estabelecimento da Receita Requerida

Para o estabelecimento da receita requerida pela HQD é necessária a projeção de componentes de custo, estabelecendo assim a receita requerida para o ano teste do período tarifário. Os dados apresentados para o ano de 2015 são totalmente baseados em projeções concebidas a partir de dados reais históricos e consideração a respeito orientações e delineamentos do cenário futuro.

O primeiro passo para a determinação da receita requerida corresponde a identificação dos custos reais do ano de 2014. Ou seja, os dados são revistos em relação aos inicialmente orçados para o referido ano. A Figura 23 apresenta a receita requerida pela HQD para o período 2015-2016.

Figura 23 – Receita Requerida para o Período 2015-2016

Revenus requis	
Achats	
Achats d'électricité	5 801,7
Service de transport	2 816,9
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 353,1
Autres charges	1 080,4
Frais corporatifs	30,8
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	773,7
Revenus requis	**11 856,6**

Fonte: HQD (2015)

Em posse da receita requerida calculada com base na projeção dos custos do fornecimento de energia elétrica, é, então, realizada a projeção do mercado de energia elétrica do próximo período. A projeção de mercado elaborada pela HQD considera as questões econômicas e energéticas não somente do Canadá, mas também dos Estados Unidos e da Europa, para a definição da sua projeção de demanda. As previsões são realizadas por setor e então agrupadas, e são levadas em consideração também questões de melhoria da eficiência energética na construção da previsão. As previsões são elaboradas também considerando o os dados apresentados no Plano de Abastecimento 2014-2023 (*dossier R-3864-2013*), onde a HQD apresentou, a pedido da *Regie*, sua metodologia detalhada para previsão de vendas de curto e longo prazo. A seguir apresenta-se o mercado projetado para o período 2015-2016.

Figura 24 – Previsão do Mercado (GWh)

Années civiles (1er janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (3) - (1)	(6) = (4) - (3)
Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)					
	Année historique	Année de base		Année témoin projetée	Croissance	
	2013 normalisée	2014 publiée	2014 normalisée	2015	2013-2014	2014- 2015
Ventes totales	**171 463**	**174 842**	**171 409**	**172 341**	**(54)**	**932**

(1) Ventes publiées normalisées de janvier à décembre.
(2) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.
(3) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

Fonte: HQD (2015)

Com base nesse mercado projetado é calculada a receita do serviço de distribuição de energia elétrica, e essa receita é então confrontada com a receita requerida.

A partir da Figura 24 pode-se concluir que existe um déficit na receita de 406, 2 milhões de dólares canadenses.

Figura 25 – Comparação da Receita Requerida versus Receita da Venda Faturada com Tarifa em Vigor no período 2014-2015 (milhões de dólares canadenses)

Réseau relié	
Ventes (GWh)	171 952
Revenus des ventes	11 372,2
Revenus requis	11 604,6
Écart	(232,4)
Réseaux autonomes	
Ventes (GWh)	389
Revenus des ventes	32,9
Revenus requis	252,0
Écart	(219,1)
Total Réseaux de distribution	
Ventes (GWh)	172 341
Revenus des ventes	11 405,1
Revenus requis	11 856,6
Écart	(451,5)
Conciliation tableau 1	
Plus : Autres revenus	180,7
Plus : Provision réglementaire	(135,4)
Revenus additionnels requis	(406,2)

Fonte: Hydro Quebec Distribution (2015)

Tratamento Regulatório da Eficência [113]

A HQD apresenta em seu plano de negócios, metas e estratégias para o alcance de melhorias na eficiência do serviço prestado. Nesse plano de melhora da eficiência, a HQD apresenta não somente sua visão e estratégia para o desenvolvimento de uma organização caracterizada pela modernização, aumento do uso de tecnologia de ponta e padronização de seus procedimentos, mas também como a implementação dessas medidas impactam nos indicadores de eficiência.

No plano são descritas as atividades e ações a serem tomadas tanto em relação à melhoria da eficiência nas atividades associadas a rede de distribuição quanto a de atendimento ao cliente.

[113] Hydro Quebec (2014). Efficience et Performance.

Para o período 2015-2016, a HQD, com base na decisão D-2014-037 parágrafo 293, fixou sua eficiência em um patamar de 1,5%. Esse valor representa um aumento da eficiência alvo de 0,5%. Vale ressaltar que a eficiência almejada está associada com uma redução dos custos operacionais, equivalendo a uma redução da ordem de 18,5 milhões de dólares canadenses.

Abaixo apresenta-se os ganhos de eficiência obtidos pela HQD desde a implantação de um plano integrado de melhoria da eficiência, estando o mesmo associado tanto a questões de ação de gestão quanto a ações estruturais (Figura 26).

Figura 26 – Ganho de Eficiência Reconhecidos nas Despesas Operacionais (Milhões de Doláres Canadenses)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Actions de gestion courante								
Gestion courante	10,0	10,5	13,5	10,9	10,9	10,5	9,8	18,3
Efficience additionnelle	30,0					20,3	80,0	
Actions structurantes	2,8	1,1	2,7	1,4	2,3	5,0	6,4	20,1
Efficience réalisée en lien avec les décisions de la Régie			8,2	17,5	9,9	10,0	10,0	
Gains annuels	42,8	11,6	24,4	29,8	23,1	45,8	106,2	38,4
Efforts des années antérieures		42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5	283,7
Gains cumulatifs	42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5	283,7	322,1

Fonte: HQD (2015)

Além da apresentação dos ganhos de eficiência são também apresentados, como forma de explicar tais ganhos, os efeitos de oito indicadores de eficiência interna, sendo quatro deles específicos de atividades associadas ao atrendimentro ao cliente e a atividades relacionadas a rede de distribuição. A Figura 27 apresenta a evolução dos indicadores de eficiência da HQD para o período 2011-2015.

Figura 27 – Evolução dos Indicadores de Eficiência por Parte do Distribuidor

Description	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2014	2015	2011-2015	2014-2015
Indicateurs globaux du Distributeur					
1 - Coût total Distribution et SALC ($) par abonnement	553	531	560	0,3%	5,3%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,31	1,29	1,37	1,1%	6,0%
3 - CEN Distribution et SALC ($) par abonnement	287	270	287	0,0%	6,2%
4 - IEN ($) par abonnement	2 151	2 226	2 241	1,0%	0,7%
Indicateurs processus SALC					
5 - Coût total SALC ($) par abonnement	101	96	97	-0,9%	1,2%
6 - CEN SALC ($) par abonnement	97	86	90	-2,0%	4,0%
Indicateurs processus Distribution					
7 - Coût total Distribution ($) par abonnement	449	435	462	0,7%	6,2%
8 - CEN Distribution ($) par abonnement	188	183	197	1,2%	7,3%

[1] L'annexe B présente la description des intrants et les composantes des indicateurs (valeurs nécessaires au calcul).

Fonte: HQD (2015)

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço [114]

Dentro do plano de negócios é apresentada uma revisão dos indicadores de qualidade de serviço obtidos pela concessionária, e também a proposição de possíveis aprimoramentos nos indicadores analisados. Além dos indicadores já existentes foram também adicionados dois outros indicadores:

→ Número de chamadas por cliente: o indicador tem como objetivo mensurar a melhoria da qualidade do atendimento, e espera-se observar nos próximos anos uma tendência descrescente no mesmo;

→ Taxa Global de cumprimento das Interrupções Planejadas: mede a capacidade da distribuidora em melhorar o planejamento e execução das interrupções planejadas, e a observação do real desempenho de ferramentas de gestão centralizada das tarefas e o uso de ferramentas de programação das atividades.

Além dos dois indicadores propostos são analisados indicadores de satisfação do cliente, confiabilidade do serviço (índice de continuidade), tempo médio de conexão, taxas de interrupção planejadas, tempo médio de resposta (de contatos telefônicos), número de mortes por eletrocussão na população e taxa de frequência de acidentes.

[114] Hydro Quebec (2014). Coûts de Distribution et Services à La Clientele – Charges d´Explotation.

Figura 28 – Evolução dos Indicadores de Qualidade do Serviço de Distribuição

Tableau 4 :

Indicateurs de qualité du service du Distributeur

SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE

Indices de satisfaction	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Clients résidentiels	indice sur 10	7,52	7,60	7,57	7,55	7,44	7,42
Clients Grands comptes et Affaires-autres	indice sur 10	7,43	7,60	7,49	7,48	7,52	7,58
Clients Grande puissance (1)	indice sur 10	9,21	9,16	9,22	8,42	8,32	8,39

FIABILITÉ DU SERVICE

Indice de continuité - Distribution	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Indice de continuité brut	minutes	169	201	313	291	474	61
Indice de continuité normalisé	minutes	125	120	133	120	126	57

QUALITÉ DU SERVICE

Demandes d'alimentation	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Délai moyen de raccordement - Distributeur	jours	10,9	10,5	11,1	10,1	9,5	12,2

Interruptions planifiées	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	91	91	92	90	91	91

Délai moyen de réponse téléphonique	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Clients résidentiels	secondes	193	138	174	209	237	150
Clients commerciaux	secondes	142	124	160	191	231	148

Appels des clients	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin (2)
Nombre d'appels par client (excluant les appels liés au recouvrement et aux pannes)	nbre	nd	1,02	1,02	0,91	0,87	0,38

SÉCURITÉ

Sécurité du public	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Décès provoqués par électrocution dans la population	nbre	6	5	3	5	1	1

Sécurité des employés	UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	3,6	3,0	3,9	3,6	4,0	4,1

(1) Les résultats 2012 à 2014 de satisfaction des clients Grande puissance ne peuvent pas être comparés à ceux des années précédentes, l'approche de calcul étant différente.

(2) Nombre d'appels reçus au 30 juin 2014 / Nombre de clients au 30 juin 2014

Fonte: HQD (2015)

9 PORTUGAL

9.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

A Lei Base da Eletricidade de Portugal foi estabelecida através do Decreto-lei 172/2006, consubstanciando o processo de liberalização dos mercados de eletricidade verificado na maioria dos países europeus, que já vinha ocorrendo de forma progressiva no país desde o ano de 1995.

Nesse marco, os setores vinculados e não vinculados do Sistema Elétrico Nacional (SEN) foram substituídos por um sistema de mercado único, onde as atividades de produção e comercialização de eletricidade e a gestão dos mercados de eletricidade passaram a ser inteiramente abertas à concorrência, sujeitas à obtenção de licenças e aprovações necessárias.

Foram estabelecidos dois regimes legais para a produção (geração): (i) produção em regime ordinário (PRO), relativa à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centrais hídricas, e; (ii) produção em regime especial (PRE), relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis[115]. As centrais em regime ordinário vendem energia livremente no mercado e são remuneradas pelo preço spot ou por contratos que venham a firmar em outras condições com os agentes. Estas centrais concorrem em regime de mercado (Mercado Ibérico) com as centrais de produção espanholas, através da importação.

No que cabe à comercialização, desde 2006 todos os consumidores de energia elétrica no Portugal são livres para escolher o seu fornecedor de serviço. Isso promoveu uma expansão dos serviços de comercialização, que se refletiu no número de agentes. No ano de 2013, para os clientes domésticos, existiam sete comercializadores registrado no regulador; e para os grandes consumidores o número de comercializadores registrados nesse ano foi de 10[116].

Ainda no marco da Lei, ficou estabelecido que as atividades de transporte e distribuição permaneceriam sendo desenvolvidas por meio de concessões públicas[117].

Na atividade de transmissão, as Redes Energéticas Nacionais (REN) são responsáveis pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte (RNT) e das interligações internacionais, assim como da

[115] REN (2014). http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/.
[116] ERSE (2014).
[117] EDP (2014).
http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx.

gestão global do sistema, assegurando a coordenação das instalações de produção e de distribuição.

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é constituída por linhas de alta, média e baixa tensão, sendo a EDP Distribuição[118] detentora de 99% da rede de distribuição através de contratos de concessão celebrados com todos os municípios, sendo que existem também redes dos autoprodutores e de pequenas cooperativas.

Marco Institucional

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é a instituição responsável pela regulação do SEP e também de gás natural. Dentre suas atribuições se destacam: a proteção dos direitos e interesses dos consumidores, a verificação do cumprimento das obrigações de serviço público e demais obrigações legais, a garantia às empresas reguladas do equilíbrio econômico financeiro e a aprovação das tarifas dos setores regulados, transmissão e distribuição. Além da ERSE, podem-se citar outras instituições e agentes participam do SEP:

a) *Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento (MEID):* tem como missão conceber, executar e avaliar as políticas dirigidas a este setor.
b) *Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG):* integrada ao MEID e tem por missão contribuir para a concepção, promoção e avaliação das políticas energéticas. Também é responsável pelo licenciamento da geração de energia elétrica em regime especial.
c) *Redes Energéticas Nacionais (REN),* que além de ser o proprietário das RNT é o operador da rede, sendo a única entidade de transporte de eletricidade com contrato de Concessão com o Estado Português. Esta entidade tem entre suas principais obrigações o planejamento da expansão da rede assim como a responsabilidade de mantê-la e garantir o seu bom funcionamento.
d) *A EDP Distribuição* principal detentora da rede de distribuição, encarregada de operar a RND, e a maioria das redes de baixa tensão no âmbito dos contratos de concessão estabelecidos com os municípios.
e) *Comercializadores de Último Recurso:* atuam no mercado regulado com a finalidade de garantirem o fornecimento de eletricidade aos consumidores em condições de qualidade e continuidade do serviço, cobrando a tarifa regulada. O comercializador de último recurso foi criada para garantir o fornecimento a todos os consumidores de eletricidade, independentemente de haver ou não comercializadores em regime de mercado interessados em

[118] EDP Distribuição, 2013.

atendê-lo[119]. De acordo com a ERSE existem atualmente, em Portugal, 11 comercializadores de último recurso na parte continental do país, entre eles a EDP Serviço Universal (parte do grupo EDP criada para esta finalidade) e 2 comercializadores na parte insular[120].

f) *Comercializadores em Regime de Mercado:* pode ser qualquer comercializador desde que devidamente licenciado e o preço é fixado entre o cliente e o fornecedor. Como apontado anteriormente, em 2013 existiam sete comercializadores para os clientes residenciais e 10 para os grandes consumidores.
g) *Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)*: resultado do processo de cooperação desenvolvido pelos governos de Portugal e Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países[121]. Tem atualmente dois operadores de mercado: OMEL (operador do mercado à vista espanhol) e OMIP.
h) OMIP: é a bolsa de derivativos do MIBEL, operado por Portugal, que assegura a gestão do mercado, com as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado[122].

Por outro lado, a atividade de comercialização também se desenvolve no mercado varejista, no qual os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais. A liberalização do setor incluiu separação da atividade de comercialização da atividade de distribuição, permitindo assim a entrada de novos agentes, introduzindo a concorrência. Por conseguinte os clientes passaram a relacionar-se diretamente com os comercializadores[123].

Desde 2006 todos os consumidores podem escolher livremente o seu comercializador de eletricidade, e também podem trocar de comercializador de eletricidade sem qualquer tipo de encargo adicional, podendo adquirir energia diretamente dos produtores, comercializadores ou através de mercados organizados.

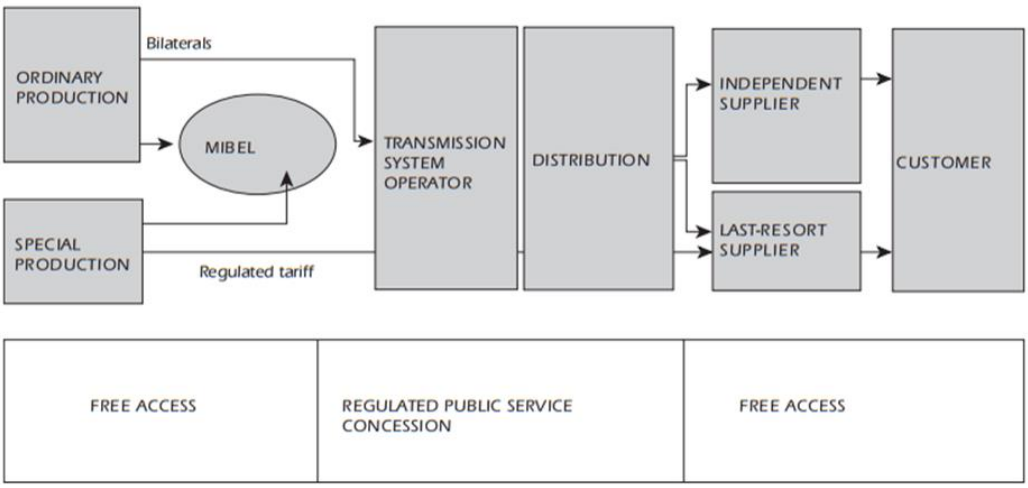
No entanto, ainda existe o mercado regulado, pois há uma parcela de consumidores que optaram por permanecer neste mercado e pagar a tarifa do Comercializador de Último Recurso (CUR). Em geral este é o caso das pequenas

[119] EDP Distribuição (2014). http://www.edp.pt/pt/negocios/PerguntasFrequentes/Pages/PerguntasFrequentes.aspx.
[120] ERSE (2014). http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadoresregulados/Paginas/default.aspx.
[121] MIBEL (2014). http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=18&relcategoria=1026&idpag=67.
[122] OMIP (2014). http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx.
[123] ERSE (2014). http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/Paginas/default.aspx.

empresas e dos clientes domésticos. Mas, a partir de 2011 o CUR apenas fornece eletricidade com base na tarifa regulada aos clientes em baixa tensão com potência contratada até 41,4 kW (consumidores domésticos)[124]. Desde 2012 extinguiu-se a tarifa regulada para consumidores finais, porém estabelecendo-se um período de transição que estará vigente até dezembro de 2015.

Na Figura 29, se observa de forma esquemática o funcionamento do mercado elétrico do Portugal.

Figura 29: Mercado Elétrico Portugal



Fonte: Energy Policy of IEA Countries – Portugal 2009 Review. (p. 110)

No caso dos consumidores que compram energia de comercializadores, segundo detalhado na Figura 30, o preço da energia ao consumidor inclui a parte dos custos da transmissão, da distribuição e outros custos chamados de "Custos de Gestão Global do Sistema" que são tarifas reguladas pela ERSE. A estes custos se acrescenta o custo da geração, que não é regulado, e os custos da própria atividade de comercialização, que também não são regulados.

[124] Banco BPI (2011).

Figura 30: Formação das Tarifas de Acesso

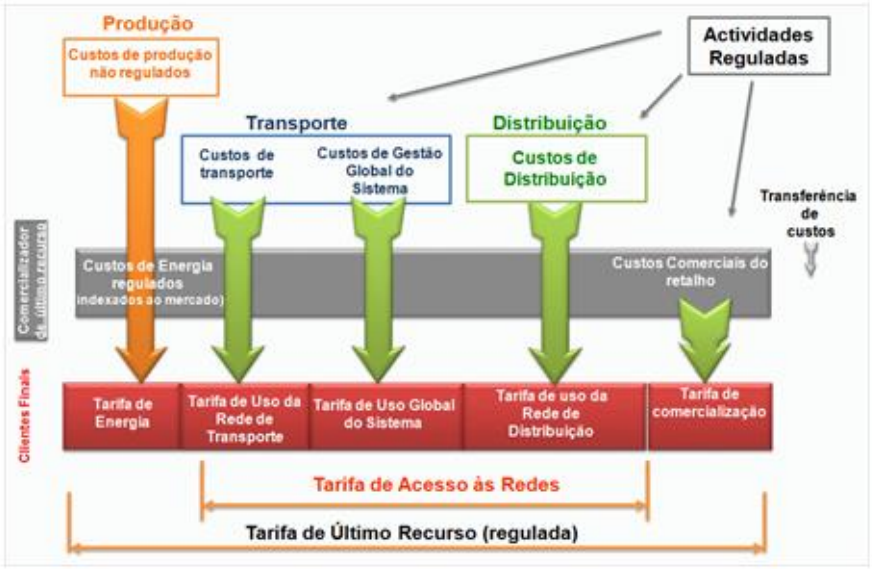
Produção
Custos de Produção não regulados
Actividades Reguladas
Transferência de custos
Transporte
Distribuição
Custos de Transporte
Custos de Gestão Global do Sistema
Custos de distribuição
Comercializador de mercado
Custos de Energia não regulados
Custos comerciais do retalho
clientes
Preços de energia não regulados
Tarifa de Uso da Rede de Transporte
Tarifa de Uso Global do Sistema
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
Preços de comercialização não regulados
Tarifa de Acesso às Redes
Tarifa de venda do comercializador de mercado

Fonte: ERSE, 2014[125]

As tarifas reguladas aplicadas pelo CUR aos clientes finais incluem os mesmos custos que no caso das tarifas livres, mas a diferença é que os custos da geração e da comercialização também são regulados, conforme a Figura 31.

[125] ERSE (2014).

Figura 31: Tarifas de Venda a Clientes Finais



Fonte: ERSE, 2014[126]

A extinção gradual das tarifas reguladas para todos os clientes finais está ocorrendo em fases[127]. Os consumidores com potência maior a 10,35 KVA têm até final de 2014 para contratarem energia com um comercializador não regulado, e aqueles com potência menor têm até final de 2015 para fazê-lo. Durante o período transitório os consumidores continuarão, caso permaneçam no mercado regulado, a ser abastecidos pelo comercializador de último recurso com uma tarifa transitória fixada pela ERSE, sujeita a revisão trimestral.

9.2 Modelo Tarifário[128] [129]

Nas últimas duas décadas o setor elétrico português passou por grandes transformações, quase a totalidade delas motivadas por diretrizes estabelecidas no âmbito da União Europeia. O setor elétrico português passou por um processo de desverticalização das atividades da indústria elétrica, desde a geração até a comercialização de energia elétrica. Concomitantemente foi também efetuada a liberalização da geração e do fornecimento de energia elétrica, possibilitando a entrada de outros *players* no setor além dos já existentes. A liberalização do fornecimento introduziu a competitividade tanto no mercado atacadista quanto no varejista de energia elétrica. Além da abertura

[126] ERSE (2014).
[127] EDP Serviço Universal (2014). http://www.edpsu.pt/pt/destaques/Pages/Extin%C3%A7%C3%A3odastarifasreguladasdeeletricidade.aspx
[128] Verdelho (2014). Regulação Tarifária do Setor Elétrico em Portugal.
[129] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2014). Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

e desverticalização das atividades do setor, o mercado desregulado que surgiu, também direcionou seu foco para a inserção de fontes renováveis de energia.

Uma série de documentos foi disponibilizada pela Entidade Reguladora Portuguesa, a ERSE, contendo os parâmetros de definição das tarifas para o ciclo 2015-2017, bem como análise do desempenho das empresas reguladas e da estrutura tarifária. No presente documento daremos foco ao documento intitulado "Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017", onde estão apresentadas tanto as metodologias aplicadas quanto os parâmetros regulatórios resultantes a serem aplicados nas atividades reguladas no período regulatório vigente. São definidos parâmetros para a definição do custo de capital, a base de custos para o ano base e as metas de eficiência e incentivos a serem implementados nos anos subsequentes do período tarifário.

A regulação em portuguesa, atualmente, está ancorada em uma regulação por incentivos. No entanto, entre 1998 e 2008, as receitas provenientes da atividade transmissão de energia elétrica eram calculadas pelo método *cost plus* passando somente no período regulatório de 2009-2011 a ser aplicada uma regulação por incentivos, focada tanto no OPEX quanto no CAPEX.

Já regulação econômica da distribuição de energia elétrica é uma regulação por incentivos, incluindo inclusive metas de eficiência no caso da regulação do OPEX, além de incentivos à redução de perdas e de melhoria da qualidade de serviço. Durante o período regulatório anterior (2012-2014), o CAPEX era aceito em base anual e o OPEX sujeito ao *Price Cap*. Além disso, investimentos em redes inteligentes foram tratados de forma diferenciada, sendo reconhecido um prêmio na remuneração de tais ativos. Para o período tarifário vigente, esse mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes terá duração de 6 anos, e será auditado e calculado com base nos investimentos reais.

9.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[130] [131]

Para a atividade de distribuição de energia elétrica foram definidos para o ciclo vigente (2015-2017) os seguintes parâmetros:

- OPEX: custo base para o ano de 2015, as metas de eficiência e indutores de custo;
- CAPEX: taxa de remuneração dos ativos, sem aplicação de eficiência;
- Aplicação de incentivos à redução de perdas, à melhoria da qualidade de serviço e à promoção do desempenho ambiental;

[130] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2014). Parâmetros de Regulação para o período 2015-2017.
[131] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2014). Análise do Desempenho das Empresas Reguladas do Setor Elétrico.

- Parâmetros de incentivos ao investimento em redes inteligentes: reconhecimento de prêmios na remuneração de tais ativos em contrapartida a exigência de uma maior eficiência.

Em linhas gerais, a fórmula básica de determinação de custos e receitas da tarifa de distribuição para o caso de Portugal é a que segue:

$$R_t = CAPEX_t + OPEX_t + other_t$$

Onde*:*

R_t: receita permitida no ano t;

$CAPEX_t$:inclui amortização e a remuneração da base de ativos.

$OPEX_t$: corresponde a parte controlável dos custos da empresa. É sob essa componente que os ganhos de eficiência incidem;

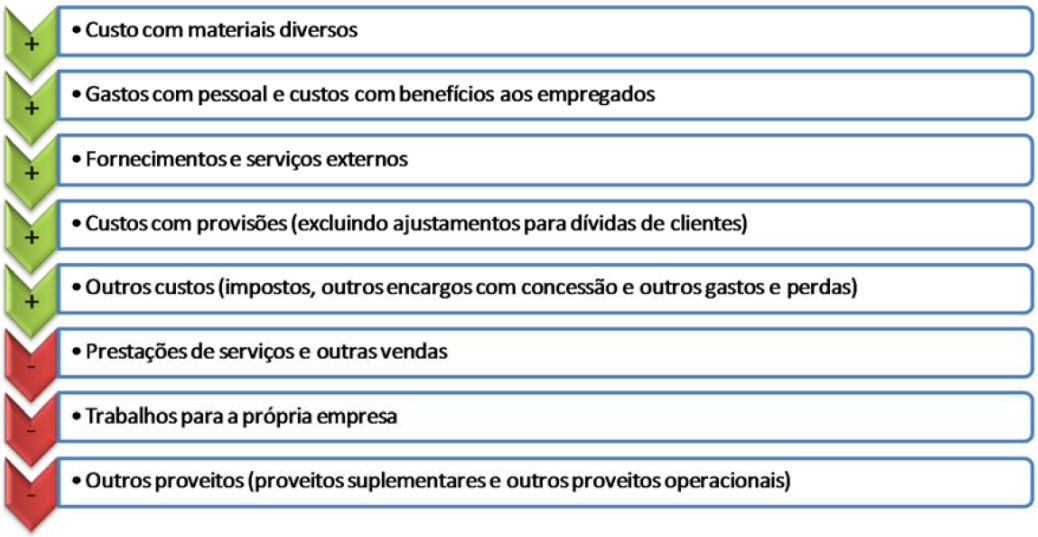
$other_t$: aqui são incluídos custos extraordinários e incentivos (a qualidade de serviço, redução de perdas);

Custos Operacionais

Na determinação dos custos de operação e manutenção para o ano base de 2015 são consideradas as seguintes rubricas. Além dos custos gerenciáveis (representa 30% dos custos totais), sujeitos a aplicação de metas de eficiência, são também considerados efeitos de custos não gerenciáveis, como rendas de concessão, custos com planos de reestruturação de efetivos e "Caixa Cristiano de Magalhães"[132].

[132] "*Caixa Cristiano de Magalhães de Socorros e Aposentação do Pessoal dos Serviços Municipalizados de Gás e Electricidade*". Trata-se de um fundo de pensão e segurança social.

Figura 32 – Custos Operacionais Gerenciáveis considerados no Custo Base


+ • Custo com materiais diversos
+ • Gastos com pessoal e custos com benefícios aos empregados
+ • Fornecimentos e serviços externos
+ • Custos com provisões (excluindo ajustamentos para dívidas de clientes)
+ • Outros custos (impostos, outros encargos com concessão e outros gastos e perdas)
- • Prestações de serviços e outras vendas
- • Trabalhos para a própria empresa
- • Outros proveitos (proveitos suplementares e outros proveitos operacionais)

Fonte: ERSE (2014)

Para a definição do custo base foi efetuada análise do desempenho das empresas distribuidoras em períodos regulatórios anteriores. O OPEX histórico real entre 2012 e 2013 estava em níveis um pouco superiores aos OPEX regulatórios do período, no entanto, o mesmo apresenta desde 2006 uma tendência de queda de aproximadamente 4% a.a.

Foram considerados para a definição do custo base do ano de 2015 os custos reais de operação e manutenção do ano de 2013, estando tais dados desagregados por nível de tensão com base na estrutura de custos reais de 2013 e da componente fixa e variável de custos semelhante à utilizada no ciclo anterior. Além disso, foram aplicados no custo de operação e manutenção de 2013 a atualização monetária (IPIB)[133] e o fator de eficiência do período.

[133] IPIB: Índice do PIB (Produto Interno Bruto) - usado em Portugal como taxa de inflação para fins de atualização monetária.

Figura 33 – Procedimento de Cálculo dos Custos Base para o ano de 2015

	2 013	
	AT/MT	BT
Estrutura de custos	30,67%	69,33%
	2 014	**2 015**
IPIB *t-1*	0,74%	2,14%
Fator de eficiência	3,5%	3,5%

Unid: 10^3 EUR

	2013 real	2 015
Custos controláveis	**410 027**	**396 706**

Fonte: ERSE (2014)

Foram considerados como indutores do custo de operação e manutenção na distribuição de energia elétrica os que seguem:

- Componente fixa (20% dos custos) – atribuiu peso de 20% da base de custos
- Número de Clientes (30% dos custos) – atribuiu peso de 40% dos custos de rede BT
- Energia Injetada (10% dos custos) – atribuiu peso de 40% dos custos da rede MT/BT
- Energia Distribuída (40% dos custos) – atribuiu peso de 40% da base dos custos

Esses indutores foram utilizados na análise de eficiência, para o qual foi realizada uma análise de *benchmarking* aplicando a metodologia não paramétrica do DEA. Dado que existe uma única empresa distribuidora de energia elétrica precisou-se buscar *peers* comparáveis e obter dados sobre os indutores de custos para o mesmo.

Os *peers* comparáveis foram extraídos de uma amostra de empresas distribuidoras europeias. No ciclo anterior tal método já havia sido empregado. Para a construção da amostra foram considerados os seguintes critérios:

- Seleção de *peers* com atividades análogas a da EDP e com indutores de custo semelhantes;
- Disponibilidade de informação atual;
- Comparabilidade com os resultados de eficiência no ciclo anterior.

O estudo compreendeu 17 empresas distribuidoras. Para cada uma das empresas selecionadas foram coletadas informações a respeito dos custos reais, número de clientes, km de rede e energia distribuída. Não foram incluídas variáveis de qualidade de serviço na análise de eficiência visto que tais dados

não estavam disponíveis para toda a amostra de empresas utilizada. A seguir apresenta-se a amostra de empresas considerada no estudo.

Figura 34 – Caracterização das Empresas Consideradas na Amostra

	País	Ano	Clientes	Energia elétrica distribuída GWh	Quilómetros de rede	Custos de Exploração PPC USD
East	Reino Unido	2013	2.231.622	38.742	35.641	109.669
EDA	Portugal	2013	121.167	794	1.132	16.325
EDP Distribuição	Portugal	2013	6.075.948	43.858	224.866	277.588
EEM	Portugal	2013	136.570	776	5.767	21.823
Endesa	Espanha	2013	11.376.000	112.031	323.633	864.360
Enel Distribuzione	Itália	2013	31.700.000	230.032	1.132.010	3.086.002
ESB	Irlanda	2012	2.254.507	22.580	162.171	366.980
Fortum	Finlândia	2013	1.648.000	26.100	159.000	380.472
HEP-ODS	Croácia	2012	2.350.885	14.753	136.624	10.840
LPN	Reino Unido	2013	2.326.458	32.745	37.440	130.312
NEDL	Reino Unido	2013	1.600.000	32.745	47.213	108.819
HEDNO	Grécia	2013	7.392.722	44.371	233.000	301.082
Sibelga	Belga	2013	630.958	5.019	6.366	84.421
WPD	País de Gales	2013	1.100.000	19.960	35.376	53.155
SP Distribution	Reino Unido	2013	2.009.000	19.537	57.812	76.478
Východoslovenská	Eslováquia	2013	621.415	3.548	25.600	165.581
South East	Reino Unido	2013	2.900.000	41.600	48.000	92.208

Fonte: ERSE (2014)

Foram testados três modelos para a análise de eficiência:

- Modelo 1: considera como input o OPEX e como outputs km de rede e número de clientes;
- Modelo 2: considera como input o OPEX e como outputs km de rede e número de clientes. Esse modelo é aplicado somente para o grupo de distribuidoras utilizadas no estudo de eficiência executado no ciclo tarifário anterior;
- Modelo 3: considera como outputs energia distribuída e número de clientes e como inputs o OPEX e extensão de rede. Esse modelo também somente é aplicado para o grupo de distribuidoras utilizadas no estudo anterior.

A ótica utilizada para a modelagem do DEA foi a *input-oriented* e foram também testados modelos onde às empresas apresentavam rendimentos constantes de escala (CRS) e com elas apresentando rendimentos variáveis de escala (VRS). A Figura 35 apresenta a tabela resumo dos modelos analisados.

Figura 35 – Resumo dos Modelos Considerados

	Input 1	Input 2	Output 1	Output 2	Dimensão da amostra (# empresas)
M1	CO (PPC USD)	-	Km Rede (RE)	Número Clientes (CL)	17
M2	CO (PPC USD)	-	Km Rede (RE)	Número Clientes (CL)	13
M3	CO (PPC USD)	KmRede (RE)	Energia Distribuída (ED)	Número Clientes (CL)	13

Fonte: ERSE (2014)

O valor resultante dessa análise representa a evolução da Produtividade Total dos Fatores (PTF) para o rol de empresas analisadas. Com base nos resultados obtidos pela ERSE, optou-se por impor metas de eficiência à distribuidora, ainda que definidas em patamares inferiores aos do período regulatório anterior. Para a definição destas metas de eficiência foi utilizado o índice de Malmquist com a inclusão do *catching-up effect*[134], que permite a análise das componentes *pure efficiency change effect*[135] e de *scale efficiency change*[136]. Foi aplicada uma análise comparativa do início do período regulatório anterior (2009/2010) com o final do período regulatório 2012/2013.

Os inputs e outputs do cálculo do índice de Malmquist foram os mesmos que os aplicados no Modelo 2. A Figura 36 apresenta o resultado da composição do índice para a EDP, onde o nível de eficiência técnica se mantém inalterado, no entanto, observa-se um efeito de eficiência de escala de 22,5% e de progresso tecnológico de 1,3% (ganhos totais de 23,8%). A existência de um efeito positivo de eficiência de escala denota que num modelo com rendimentos constantes de escala existiria o intitulado *catching up effect*.

Figura 36 – Decomposição do Índice de Malmquist para a EDP

	Período Regulatório			
	Pure Technical Efficiency Change	Scale Efficiency Change	Technological Change	Total Factor Productivity Change (PTF) effect
EDP-D [index]	1,000	1,225	1,013	1,240

Fonte: ERSE (2014)

[134] *Catching-up effect:* "Efeito Emparelhamento" - compara a eficiência técnica de uma unidade produtora (*Decision Making Unit* - DMU) entre dois períodos de tempo;
[135] *Efficiency change effect:* mede as alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento *t* para o momento *t+1* no âmbito de um modelo em rendimentos variáveis de escala;
[136] *Scale efficiency change:* afere a evolução da DMU no que respeita à utilização ou não de uma escala ótima.

Com base na análise dos três modelos DEA apresentados e do índice de Malmquist, o Regulador concluiu que a distribuidora se encontra com seus custos em patamares muito próximos do nível de eficiência.

O Regulador aponta também que os resultados dos modelos não são aplicados de forma mecânica e automática, devido ao grau de incerteza vinculado ao uso dessas metodologias, sendo a mesma considerada uma técnica complementar de decisão. Dessa forma, a meta de eficiência considerada pelo regulador foi de 2,5%, meta essa que permita a manutenção do esforço de redução de custos provocado pelo progresso tecnológico e incentive a distribuidora a dar um passo além desse esforço.

A Figura 37 e a Figura 38 apresentam as variáveis definidas para os períodos regulatórios e também o OPEX para o ciclo 2015-2017.

Figura 37 – Variáveis Definidas para o Ciclo 2012-2014 e 2015-2017

	Período de regulação	
	2012/2014	2015/2017
Base de custos	Média custos reais 2009 e 2010	Custos reais 2013
Eficiência	3,5% ao ano	2,5% ao ano
Indutores de custo	Componente fixa - 20% Energia distribuida - 40% Energia Injetada - 10% Número de clientes - 30%	Componente fixa - 20% Energia distribuida - 40% Km de rede para AT/MT - 40% Número de clientes pata BT - 40%

Fonte: ERSE (2014)

Figura 38 – OPEX do Período Regulatório 2015-2017

	2 015	2 016	2 017
OPEX (10^3 EUR)	**396 706**		
Fator de eficiência		**2,5%**	**2,5%**
Componente fixa (10^3 EUR)	**79 341**		
AT/MT	24 337		
BT	55 004		
Componente variável - Energia (€/MWh)			
AT/MT	1,086		
BT	5,126		
Componente variável - Clientes (€/cliente)			
BT	18,139		
Componente variável - km rede (€/km)			
AT/MT	601,229		

Fonte: ERSE (2014)

A base de custos definida para o presente ciclo é inferior 2% a aplicada no ciclo anterior, e 13% inferior ao custo real da empresa no referido ano (Figura 38).

Investimentos – Tratamento e Remuneração

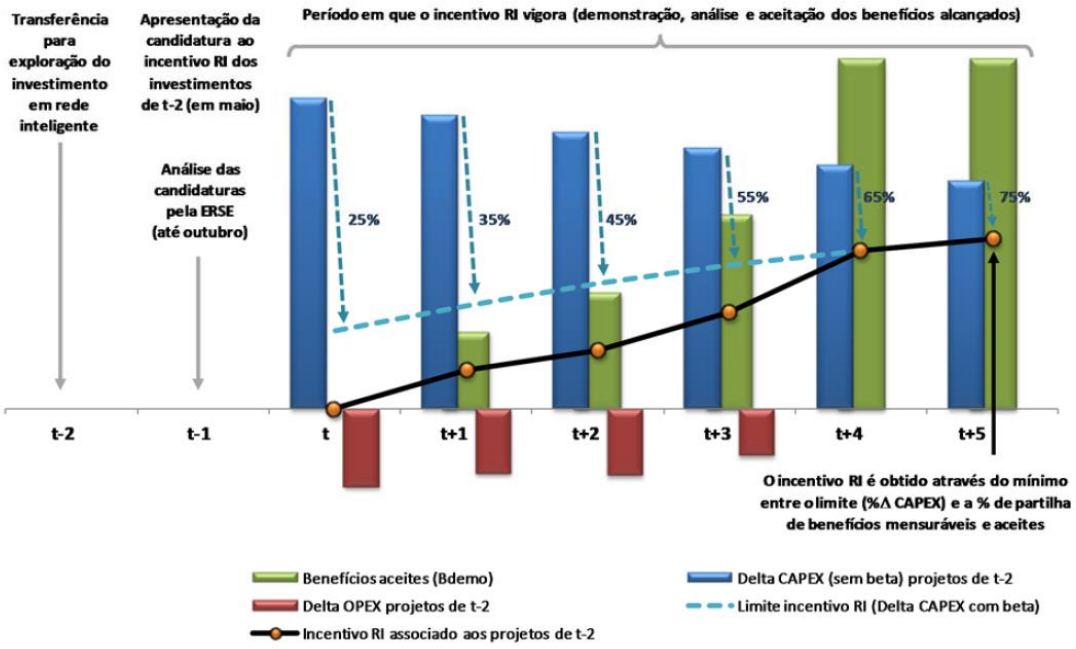
Com relação ao CAPEX existe um mecanismo de limitação do investimento que começou a ser aplicado no ciclo anterior, quando o CAPEX passou a ser analisado considerando a metodologia *cost plus*. Por meio da aplicação desse mecanismo vincula-se a empresa a um determinado nível de investimento que se propõe realizar no período tarifário, e se o investimento efetivamente realizado for superior ao proposto, a diferença excedente será remunerada com um custo de capital inferior.

Durante o período 2012-2014, o mecanismo foi aplicado para investimentos nas redes AT, MT e BT. No entanto, para o ciclo tarifário 2015-2017 o mecanismo somente será aplicado às redes BT, dado que para as redes MT e AT já existe um plano de investimento obrigatório a ser realizado de 2 em 2 anos com horizonte de 5 anos (estipulado por Decreto Lei), entendendo o Regulador que o instrumento legal existente já é o suficiente para mitigar o efeito Averch-Johnson. Para as redes BT, os investimentos superiores em 25% do investimento proposto para o período regulatório, serão remunerados com uma taxa 1% inferior ao aplicado nos demais ativos.

Existe na remuneração dos investimentos, o incentivo a investimentos em rede inteligente, introduzido na regulação da distribuição em Portugal no ciclo 2012-2014, sob a lógica de que se premiaria o operador da rede de distribuição pelo investimento em redes inteligentes (acrescentando um prêmio na remuneração de tais ativos). Em contrapartida, se exigiria uma meta de eficiência mais rígida nos custos de operação e manutenção da empresa.

Os mecanismos de incentivos ao investimento em redes inteligentes são calculados com base nos valores reais e têm uma duração de 6 anos (2 períodos tarifários). Também é determinado a priori o valor de investimento, da taxa média de amortização e de um parâmetro de incentivo. A Figura 39 apresenta a concepção do mecanismo de incentivo para o próximo período regulatório (2015-2017) aplicado a um projeto.

Figura 39 – Método de Definição do Investimento em Rede Inteligente


Transferência para exploração do investimento em rede inteligente
Apresentação da candidatura ao incentivo RI dos investimentos de t-2 (em maio)
Análise das candidaturas pela ERSE (até outubro)
Período em que o incentivo RI vigora (demonstração, análise e aceitação dos benefícios alcançados)
25%
35%
45%
55%
65%
75%
t-2
t-1
t
t+1
t+2
t+3
t+4
t+5
O incentivo RI é obtido através do mínimo entre o limite (%Δ CAPEX) e a % de partilha de benefícios mensuráveis e aceites
Benefícios aceites (Bdemo)
Delta OPEX projetos de t-2
Incentivo RI associado aos projetos de t-2
Delta CAPEX (sem beta) projetos de t-2
Limite incentivo RI (Delta CAPEX com beta)

Fonte: ERSE (2014)

A **Figura 39** apresenta as fases do processo de obtenção do incentivo em redes inteligentes e o modo de cálculo do incentivo para um projeto hipotético.

a) O projeto hipotético, apresentado na **Figura 39** acima, foi transferido para exploração no ano t-2 e efetuou a candidatura ao incentivo de Redes Inteligentes (RI) em t-1 (juntamente com as contas reguladas auditadas do ano t-2), a qual foi aceita pela ERSE, ou seja, o projeto tornou-se elegível para obter o incentivo;

b) Com a aceitação do projeto são definidos o valor equivalente do acréscimo de CAPEX, os limites do incentivo para os 6 anos em que vigorará para este projeto, tendo por base o valor do investimento, a taxa média de amortização e o parâmetro β[137] do incentivo. O De igual modo, nesta fase os benefícios previstos pela empresa permitem fazer uma previsão do valor do incentivo;

c) Para o ano t, não foram apresentados benefícios associados ao projeto;

d) Nos anos t+1, t+2 e t+3 a empresa apresentou benefícios associados ao projeto, cujo valor, após a aplicação a partilha entre empresa e consumidores, não originou a atuação do limite do incentivo referido no ponto 2;

[137] O β do incentivo corresponde ao parâmetro, definido pela ERSE para delimitar o acréscimo de custo de capital no ano t associado ao projeto em questão.

e) Nos anos t+4 e t+5 os benefícios associados ao projeto cresceram substancialmente, o que originou a atuação do limite do incentivo referido no ponto 2.

Um resumo dos mecanismos de incentivo a serem considerados é apresentado na Figura 40, onde são determinados os percentuais de partilha dos benefícios da rede inteligente, o valor de variação do CAPEX permitido para o projeto e a taxa de remuneração adicional fornecida.

Figura 40 – Variáveis Definidas para o Ciclo 2012-2014 e 2015-2017

	2015	2016	2017
Parâmetro de partilha dos benefícios dos projetos em "rede inteligente" (α_{RI})	50%	50%	50%
Parâmetro para limitação do valor equivalente do ΔCAPEX permitido por projeto (β_{RI})	25%+10pp/ano	25%+10pp/ano	25%+10pp/ano
Valor equivalente do acréscimo da taxa de remuneração para "rede inteligente" (Δr_{RI})	1,00%	1,00%	1,00%
Período de vigência do incentivo por projeto (T_{RI})	6 anos	6 anos	6 anos

Fonte: ERSE (2014)

Além do tratamento do OPEX e do CAPEX e os incentivos a eles associados, existem também mais duas medidas adicionais de incentivo, a primeira delas de redução de perdas e a segunda de incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Tratamento Regulatório das Perdas

No que diz respeito ao incentivo de redução de perdas, a distribuidora recebe remunerações adicionais pelo seu desempenho caso consiga reduzir as perdas para níveis inferiores aos definidos como de referência pelo Regulador e é penalizada caso as perdas superem o nível de referência.

Para o ciclo atual (2015-2017) foram somente revistos os parâmetros da definição do valor de referência, sendo o modelo regulatório mantido. O mecanismo deste modelo de incentivo é o seguinte. O regulador estabelece um valor de perdas de referência e um intervalo em torno das perdas de referência onde não haverá nem incentivo nem penalização. É a chamada banda morta. Se as perdas verificadas estiverem dentro da zona morta o valor a maior ou a menor em relação às perdas de referência será valorado economicamente e repassado ao consumidor no ciclo seguinte. Caso as perdas verificadas estiverem acima da zona morta, o custo econômico atribuído às perdas fora da zona morta será arcado pela distribuidora. Caso as perdas verificadas ficarem abaixo da zona morta a distribuidora se beneficia economicamente do resultado obtido. O regulador estabelece também um intervalo de variação máxima para

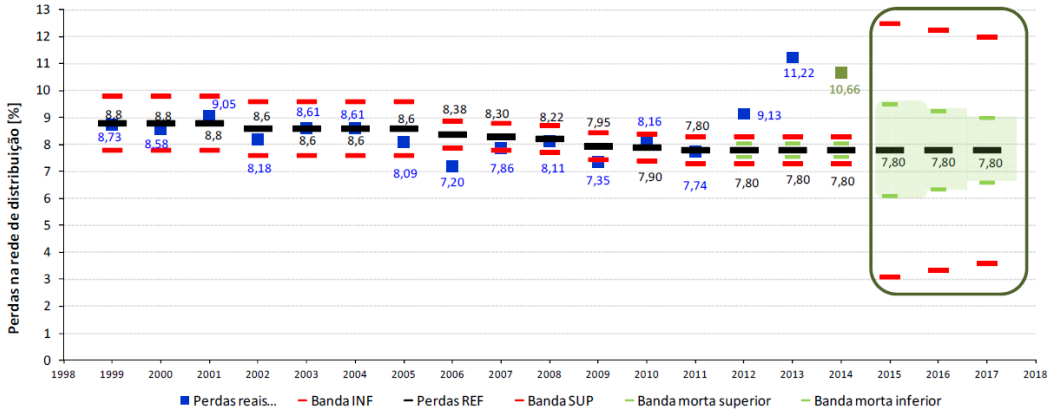
o mecanismo de incentivo, para além do qual o incentivo econômico deixa de funcionar, a fim de evitar tanto ganhos excessivos como penalizações severas demais para a distribuidora. Os parâmetros do mecanismo de incentivo ao combate de perdas são os seguintes:

- Valor das perdas de referência, P_{ref};
- Parâmetro de valorização unitária das perdas, V_p;
- Variação da banda morta (ΔZ): intervalo dentro do qual não se aplica valorização das perdas;
- Variação máxima (ΔP): utilizado para a aplicação do mecanismo de redução das perdas (limite para ganho ou banda inferior ou penalização, banda superior);

Para a determinação dos parâmetros acima elencados, o Regulador adotou como critérios a serem considerados: a análise da evolução das perdas no último ciclo; estudos de impacto da geração distribuída no nível de perdas (análise a partir de países europeus) e; acompanhamento da execução do plano de perdas da distribuidora.

As perdas aumentaram nos primeiros dois anos do ciclo anterior, ultrapassando largamente o intervalo máximo do mecanismo de incentivo até então em vigor, muito embora tenham apresentado tendência decrescente no ano de 2014, sem com isso atingir os níveis de referência estipulados pelo Regulador (Figura 41). Não obstante isso, o Regulador optou por manter o mesmo valor de referência para as perdas no ciclo regulatório 2015-2017 e ampliar a banda morta e as bandas inferior e superior.

Figura 41 – Evolução do Índice de Perdas e Metas do Ciclo 2015-2017



Fonte: ERSE (2014)

A valorização unitária das perdas será calculada anualmente, sendo o mesmo um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário do ano em questão. O parâmetro ΔZ, foi definido no valor de 1,7% em 2015, e seu valor é reduzido em 0,25% nos dois anos seguintes do ciclo (Figura 42). E o

parâmetro ΔP é 3,0% acima do valor anual estabelecido para a zona morta, ou seja, $\Delta P = \Delta Z + 3{,}0\%$.

O resumo dos parâmetros aplicados no cálculo do incentivo à redução de perdas está apresentado na Figura 42 a seguir. Com base nas Figura 41 e Figura 42 pode-se visualizar claramente que os valores que se encontram na parte em verde da Figura 41 são os considerados dentro da zona morta, intervalo onde a distribuidora não recebe nenhum benefício ou penalização por reduzir/aumentar suas perdas.

Figura 42 – Resumo dos Parâmetros de Incentivo à Redução de Perdas

	2015	2016	2017
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Valor de ΔZ (%)	1,70	1,45	1,20
Valor de ΔP (%)	4,70	4,45	4,20

Fonte: ERSE (2014)

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

O incentivo a melhoria da qualidade foi estabelecido com base nos procedimentos de qualidade de serviço do setor elétrico, estabelecidos no ano de 2013. O mecanismo possui duas componentes, a Componente 1 e a Componente 2, cada uma delas tem a finalidade de perseguir objetivos diferentes. A equação que a define é a que segue:

$$RQS_{URD,MT,T-2} = RQS1_{MT,t-2} + RQS2_{MT,t-2}$$

Onde:

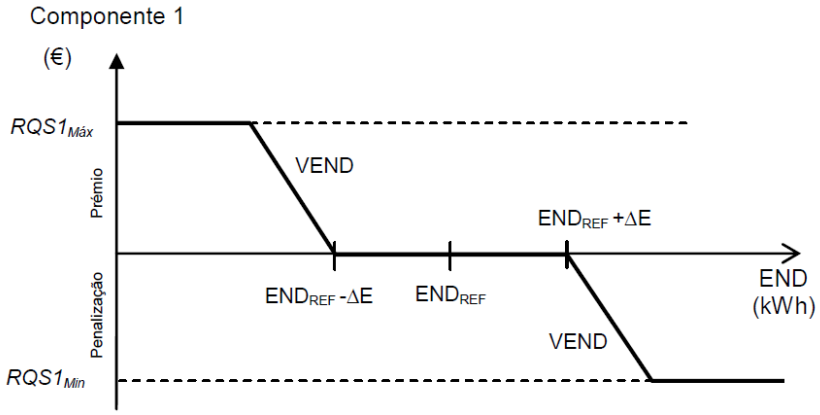
$RQS_{URD,MT,T-2}$: valor total do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em Euros.

$RQS1_{MT,t-2}$: valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em Euros.

$RQS2_{MT,t-2}$: valor da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em Euros.

A componente 1 do incentivo possui relação com o montante de energia não distribuída em um dado ano, enquanto a componente 2 está relacionada com a duração das interrupções, mensuradas em minutos. A Figura 43 e a Figura 44 a seguir apresenta a representação gráfica de cada uma das componentes.

Figura 43 – Representação Gráfica de Componente 1



Fonte: ERSE (2014)

Onde:

$RQS1_{Máx}$: valor máximo do prêmio da retribuir na componente 1 do incentivo no ano t-2, expresso em euros;

$RQS1_{Min}$: valor mínimo do prêmio da retribuir na componente 1 do incentivo no ano t-2, expresso em euros;

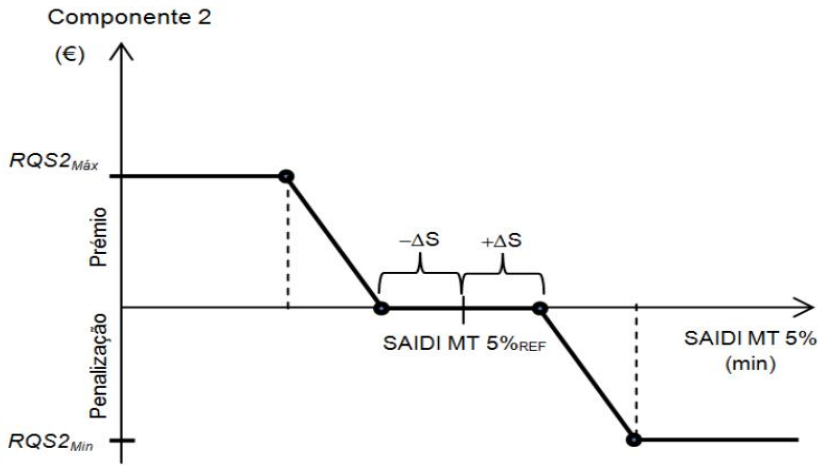
END_{REF}: Energia não distribuída em MT de referência no ano t-2, expressa em kWh;

ΔE: variação da energia não distribuída.

$VEND$: valorização da energia não suprida no ano t-2, expresso em euros por kWh.

O Componente 2 é um mecanismo de incentivo baseado na duração das interrupções nos 5% piores postos de transformação de distribuição e clientes em média tensão (SAIDI MT 5%).

Figura 44 – Representação Gráfica de Componente 2



Fonte: ERSE (2014)

Onde:

$RQS2_{Máx}$: valor máximo do prêmio (euro);

$RQS2_{Min}$: valor mínimo do prêmio (euro);

$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF}$: Duração média das interrupções do sistema nos 5% piores Postos de Transformação de referência em MT, medido em minutos;

ΔS: valor da variação do SAIDI nos 5% piores Postos de Transformação de referência em MT, medido em minutos;

$VSAIDI\ MT$: valorização do SAIDI nos 5% piores Postos de Transformação de referência em MT, medido em euro/minuto.

De acordo com a representação gráfica, caso o valor da componente enteja dentro de um determinado intervalo, o incentivo/penalização é nulo. Caso o valor esteja fora desse intervalo a menor, os valores de incentivo assumem valores positivos, enquanto se estiver fora do intervalo a maior, os valores de incentivo serão negativos.

São determinados também limites mínimos e máximos para o valor monetário do incentivo/penalização em cada uma das componentes. No caso da componente 1 o intervalo incentivo/penalização varia está estabelecido em 4 milhões de euros, já para a componente 2 esse valor está na casa de 1 milhão de euros.

Para a definição do parâmetro da componente 1 para o período 2015-2017 são considerados os valores do indicador Tempo Anual de Interrupção equivalente a Potência Instalada - TIEPI de referência. O valor desse indicador é calculado de acordo com a equação a seguir:

$$TIEPI = (END/ED) * T$$

Onde:

$TIEPI$: Tempo Anual de Interrupção equivalente a Potência Instalada, medido em horas por ano.

END: Energia não Distribuída ao longo do ano, medido em MWh;

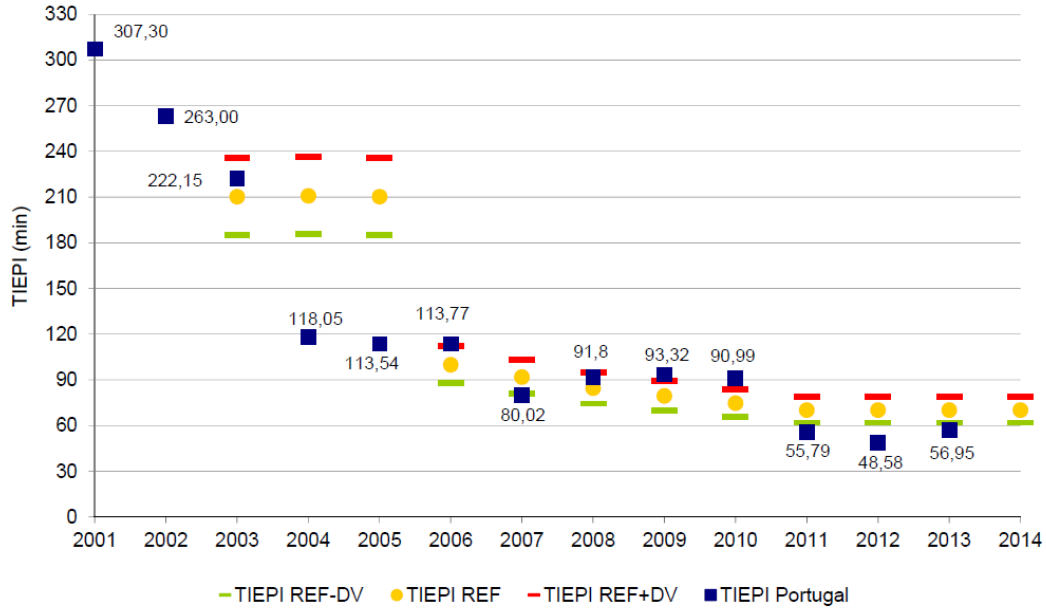
ED: Energia Distribuída ao longo do ano, medido em MWh;

T: Número de Horas no ano.

O Regulador para a determinação dos parâmetros do indicador para o ciclo 2015-2017 analisou sua evolução bem como o atendimento as metas estabelecidas ou não. Pode-se observar a partir da Figura 45 que, no último ciclo, os valores do indicador estiveram em patamares inferiores aos

estabelecidos pelo Regulador, tendo recebido então, a distribuidora acréscimos na sua remuneração em face do incentivo a melhoria da qualidade na componente 1.

Figura 45 – Evolução do Indicador TIEPI e do Enquadramento dos Limites Regulatórios



Fonte: ERSE (2014)

Em face disso, e também do nível de continuidade estar, na média, alinhado com o nível de verificado nos países europeus com características análogas a de Portugal, o Regulador optou pela manutenção dos mesmos valores de END_{REF} aplicados no ciclo 2012-2014.

Figura 46 – Valores Propostos de END_{REF} para o Ciclo 2015-2017

Ano	T (min)	$TIEPI_{REF}$-ΔV_{TIEPI}	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF}$+ΔV_{TIEPI}	C=$TIEPI_{REF}$/T	Parâmetro END_{REF}
2015	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2015}$=70,21	78,63	0,000134	$END_{REF2015}$=0,000134×ED
2016	527040	61,78	$TIEPI_{REF\ 2016}$=70,21	78,63	0,000133	$END_{REF2016}$=0,000133×ED
2017	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2017}$=70,21	78,63	0,000134	$END_{REF2017}$=0,000134×ED

Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, a END_{REF} é definida como uma percentagem da ED, END_{REF}=C×ED, e que o valor de END é determinado com base no valor do TIEPI e da ED, END=**(TIEPI/T)**×ED, então o valor de referência do TIEPI determina-se da seguinte forma: $TIEPI_{REF}$ = C×T.

Fonte: ERSE (2014)

Ainda com relação a componente 1, o indicador que mensura o montante financeiro que a distribuidora receberá de prêmio/penalização ($VEND$), o Regulador decidiu atualizar seu valor, passando dos então 1,50 Euros/kWh para 3 Euros/kWh. A atualização foi efetuada com base no estudo intitulado Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects.

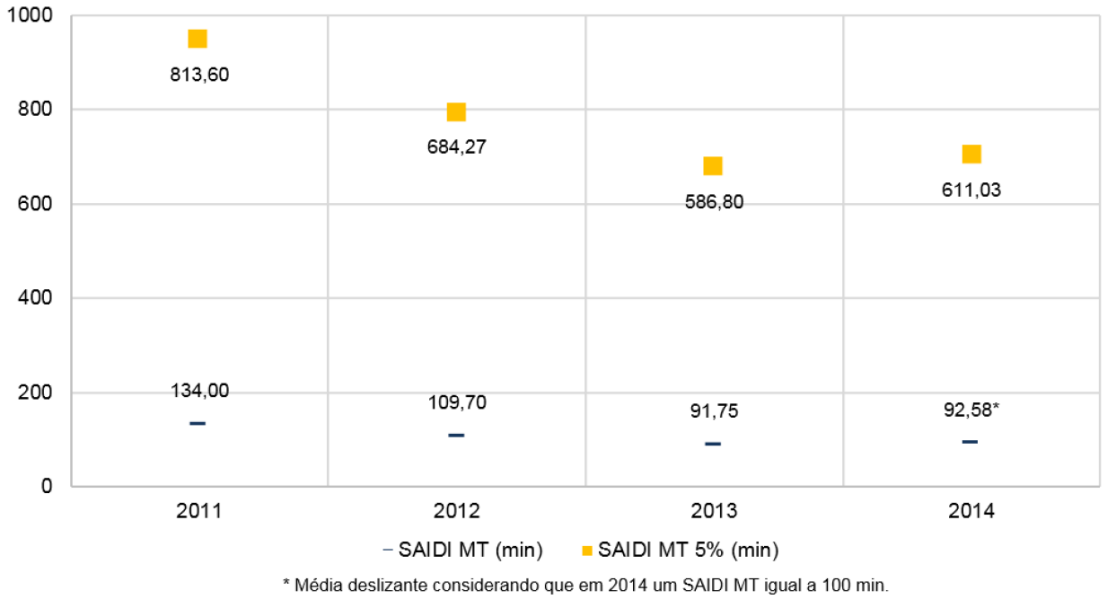
Figura 47 – Valores dos Parâmetros da Componente 1 para o Ciclo 2015-2017

Parâmetro	ERSE
$END_{REF\ 2015}$	0,000134×ED
$END_{REF\ 2016}$	0,000133×ED
$END_{REF\ 2017}$	0,000134×ED
ΔV	0,12x END_{REF}
VEND	3,0 €/kWh
$\lvert RQS1_{máx} \rvert = \lvert RQS1_{mín} \rvert$	4 000 000 €

Fonte: ERSE (2014)

Já com relação a definição dos parâmetros da Componente 2, foram analisados primeiramente a evolução do indicador SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% piores postos de transformação de distribuição e de clientes em MT. A avaliação da melhoria da continuidade de serviço dos clientes pior servidos é avaliada com base na média móvel dos últimos três anos do indicador SAIDI MT 5% piores postos de transformação MT.

Figura 48 – Evolução do indicador do SAIDI MT e do SAIDI MT 5% piores postos de transformação MT



Fonte: ERSE (2014)

O Regulador analisou a razão entre o SAIDI MT e o SAIDI MT 5% ao longo do período aumentou, o que significa que essa componente 2, no ciclo 2015-2017 precisa gerar, de certa maneira, uma inversão nesse comportamento, de forma a

aproximar a qualidade de serviço nos piores postos de transformação à media. Para isso, determinou metas de redução do SAIDI MT 5% para os anos do próximo ciclo.

Figura 49 – Evolução do indicador do SAIDI MT e do SAIDI MT 5% piores postos de transformação MT

Ano	SAIDI MT 5% (min)	ΔS (min)	V SAIDI MT (€/min)	$\lvert RQS2_{máx} \rvert = \lvert RQS2_{min} \rvert$ (€)
2015	$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2015}$=650,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2016	$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2016}$=620,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2017	$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2017}$=590,00	30,00	33 333,33	1 000 000

Fonte: ERSE (2014)

Como se pode observar tanto para a determinação dos parâmetros regulatórios aplicados na determinação das tarifas de transmissão quanto nas de distribuição são aplicados um misto de análise da evolução do parâmetro em questão, de estudos que aplicam técnicas estatísticas e da discricionariedade do Regulador. Em nenhum dos parâmetros determinados foi considerado somente o resultado da aplicação de modelos estatísticos e/ou econométricos. E especificamente no caso da evolução do indicador de qualidade do serviço, a determinação dos ajustes no mesmo segue preceitos baseados na discricionariedade do Regulador.

10 ESPANHA

10.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

Desde o ano de 1997, a Espanha encontra-se em um progressivo processo de liberalização e desregulamentação do seu setor elétrico. No período anterior a 1997, a organização do setor era formada por grandes empresas verticalmente integradas que operavam em regime de monopólio nas mais diferentes regiões do país. Atualmente, todas as atividades reguladas (transmissão e distribuição) do setor possuem separação jurídica e contábil, e as atividades liberalizadas (geração e comercialização) operam em regime de ampla concorrência.

A geração opera em dois espaços. Em um deles, o Regime Especial, encontram-se concentratas todas as usinas de geração que têm uma potência menor que 50MW e utilizam fontes renováveis, resíduos ou cogeração. As demais geradoras se enquadrem no Regime Ordinário. Um traço peculiar da geração é que não é definido um plano setorial de expansão da capacidade de geração, ficando a cargo dos agentes de geração determinar o momento de fazê-lo.

A *Red Eléctrica de España* (REE) é o gestor da rede de transmissão, sendo a mesma uma transportadora única, tendo a atribuição de manter e ampliar a mesma. Na distribuição, os agentes também possuem a responsabilidade de expansão e manutenção da rede a fim de garantir qualidade do fornecimento.

No setor elétrico da Espanha são os comercializadores que vendem energia para os clientes. Eles contratam a energia elétrica com os produtores, têm contratos de acesso às redes de transmissão e distribuição e vendem energia para os usuários finais.

Na Espanha figuram dois tipos básicos de consumidores: aqueles que contratam o fornecimento de energia elétrica com os comercializadores e os consumidores diretos, que contratam energia diretamente no mercado de produção.

Marco Institucional

Conforme já mencionado, a Lei 24/2013 regula a estrutura e o funcionamento do setor elétrico dividido entre atividades reguladas e as não reguladas. Neste sentido, as instituições que fazem parte da regulação do setor são:

a) *Parlamento y Governo*, que estabelece a política energética nacional através da aprovação de leis que regulam o setor.
b) *Ministério de Economia y Competitividade*, que é responsável pela elaboração e a promulgação de políticas que melhorem a concorrência nos diferentes setores da economia, incluindo o setor de energia[138].

[138] Real Decreto 1823/2011. Presidencia del Gobierno de España.

c) *Ministério de Indústria, Energia y Turismo* (MITYC), responsável pela elaboração de políticas energéticas através da Secretaria de Estado de Energia.
d) A *Secretaria de Estado de Energia*[139] é a responsável de elaborar propostas de normas para regular o setor e de aprovar a estrutura tarifária, os preços de produtos energéticos e os pedágios.
e) *Comisión Nacional de Energia* (CNE)[140]: é o ente regulador dos sistemas energéticos, criado pela Lei 34/1998. Seu objetivo é zelar pela concorrência efetiva nos sistemas energéticos e pela objetividade e transparência de seu funcionamento. A CNE tem várias funções no setor energético, incluindo o setor elétrico. Dentre estas funções encontra-se a responsabilidade da CNE zelar pelo cumprimento das normas do setor energético; planejar o setor energético; definir tarifas, pedágios e outras retribuições correspondentes ao setor energético. Além disso, a CNE é órgão arbitral em caso de conflito entre empresas do setor elétrico.
f) *Red Eléctrica de España (REE)*[141], é uma empresa com a maioria do capital público que, além de ser a proprietária das redes de transmissão também é o operador do sistema elétrico espanhol, tanto na península quanto nos sistemas não peninsulares. O operador deve garantir a segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica, assim como coordenar o transporte de energia dos produtores para os distribuidores. No relativo à expansão do sistema, a REE elabora anualmente as previsões de evolução da demanda elétrica de médio e longo prazo, assim como a sua cobertura, variáveis fundamentais para a planificação da expansão da rede. Com base nestas variáveis, a REE elabora os planos de expansão que são aprovados pelo Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
g) *Operador do Mercado Ibérico de Energía (OMEL)* é o operador do mercado, responsável pela gestão econômica do sistema de compra e vendas de energia elétrica no mercado diário, assim como de estabelecer os mecanismos necessários para o pagamento das transações bilaterais[142].

No setor elétrico da Espanha são os comercializadores que vendem energia para os clientes. Eles contratam a energia elétrica com os produtores, têm contratos de acesso às redes de transmissão e distribuição e vendem energia para os usuários finais.

Tanto a atividade de transmissão quanto a de distribuição têm uma tarifa regulada. No caso da distribuição, a Lei 27/2013 estabelece que a remuneração da atividade de distribuição seja estabelecida segundo regulação por incentivos, considerando os seguintes critérios:

[139] Real Decreto 344/2012. Ministério de Hacienda y Administraciones Públicas.
[140] Comisión Nacional de Energia (CNE) (2013).
[141] REE (2013). Operação do sistema elétrico.
[142] Lei 24/2013. Art. 23 e 24 do Título IV.

- Custos de investimentos;
- Custos de operação e manutenção das instalações;
- Energia distribuída;
- Modelo que caracteriza as zonas de distribuição.

Os preços pagos pelos consumidores finais pelo serviço de energia elétrica podem ser de três tipos[143]:

i. Preço do comercializador, que inclui o custo de produção, o pedágio de transmissão, a tarifa de distribuição, os encargos correspondentes e uma margem sobre a atividade de comercialização.

ii. Preço voluntário, destinado ao pequeno consumidor de energia elétrica, sendo igual para todo o território da Espanha e definido como o preço máximo que os comercializadores podem cobrar dos pequenos consumidores. A norma define que tipo de consumidores podem ser considerados pequenos consumidores. Para o cálculo do preço voluntário se inclui: o custo de produção determinado segundo o mecanismo de mercado, pedágio de acesso à rede de transmissão, tarifa de acesso à rede de distribuição, custos de comercialização e os encargos correspondentes.

iii. Tarifa de último recurso destinada àqueles consumidores caracterizados como vulneráveis, que segundo a Lei 24/2013 são aqueles que sendo pessoa física têm uma potência contratada menor a 3 kW. Esta tarifa é única em todo o território espanhol e deve incorporar um desconto com respeito aos preços voluntários.

10.2 Modelo Tarifário

A Lei 24/2013 - LSE estabelece que a remuneração da atividade de distribuição seja estabelecida regulatoriamente, considerando os seguintes critérios:

- Custos de investimentos;
- Custos de operação e manutenção das instalações;
- Energia distribuída;
- Modelo que caracteriza as zonas de distribuição.

O regime econômico aplicado para a regulação econômica da atividade de distribuição até o ano de 2008 era regido pelo Real Decreto 2819/1998. O regime aplicado sofria com deficiencias relevantes derivadas do fato dos aumentos anuais da remuneração da atividade de distribuição ser estabelecida em um nível global, sem levar em consideração possíveis especificidades das redes em

[143] Lei 27/2013. Art 17 do Título III.

cada uma das áreas geográficas do país, e também pela ausência de incentivos a melhoria da qualidade e a redução das perdas. Por isso, em 2008 foi promulgado o Decreto Real 222/2008, que estabelecia uma nova metodologia de remuneração baseada na contabilidade regulatória e em um Modelo de Rede de Referência. Com essa alteração regulatória foram atingidos os objetivos de especificidade e foram criados incentivos para melhoria da qualidade de serviço e de redução das perdas[144].

Contudo, durante a aplicação do real decreto (período 2009-2012) ocorreram diversos problemas na sua formulação e aplicação, o que gerou incertezas. Uma das falhas do real decreto foi não considerar a amortização dos ativos, e por isso remunerava a totalidade do ativo bruto das instalações postas em funcionamento entre 2009-2012, e o ativo líquido das instalações postas em serviço até 2008, ao invés de remunerar o ativo líquido do final de cada exercício.

A Lei 24/2013, veio como o primeiro passo para resolver o impasse existente na formulação de metodologias de remuneração da distribuição de energia elétrica. Nele foi estabelecido e consolidado que os princípios remuneratórios da tarifa considerariam que:

- → O acréscimo e a cobrança da remuneração gerada pelas instalações de distribuição postas em serviço no ano "*n*" se iniciariam em 1° de janeiro do ano "n+2";
- → A remuneração dos investimentos seria feita para os ativos não amortizados baseados nos seus valores líquidos;
- → A taxa de retorno do ativo estaria referenciada aos títulos governamentais a 10 anos acrescidos dos spreads financeiros relevantes;
- → O modelo regulatório vigente deveria considerar incentivos econômicos (positivos ou negativos), para a melhoria da qualidade do fornecimento, redução de perdas e do furto;
- → E que os parâmetros de remuneração do serviço seriam fixados em períodos regulatórios de 6 anos.

O Real Decreto 31/2013 de 31 de dezembro de 2013 coloca em prática os preceitos estabelecidos na Lei 24/2013 e estabelece a metodologia para a determinação da remuneração das empresas que desenvolvem atividades de distribuição. O primeiro período regulatório considerando a nova metodologia inicia no 1º de janeiro posterior ao da aprovação da ordem ministerial que fixa os valores unitários de referência.

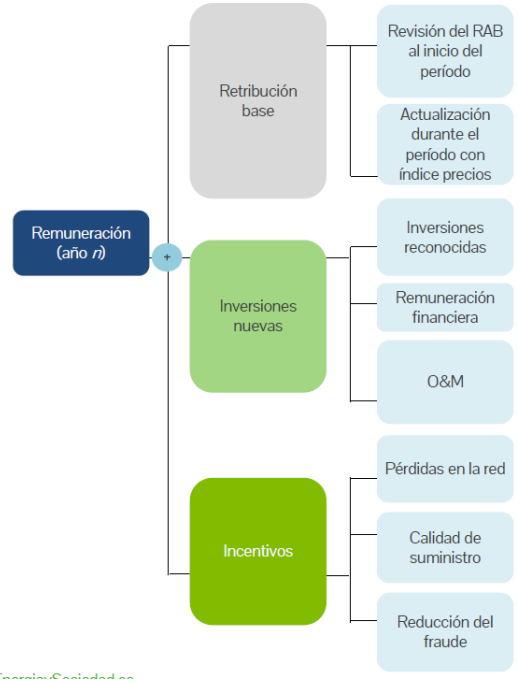
[144] Orden ITC/3801/2008 e Orden ITC/2524/2009, revisam as tarifas elétricas e definem o método de cálculo do incentivo ou penalização procada pelos parâmetros de perdas.

Na nova metodologia são definidos critérios de remuneração da construção, operação e manutenção das redes de distribuição, incentivando uma melhoria contínua da eficiência da gestão, da eficiência econômica e técnica, da melhoria da qualidade de serviço, da redução das perdas e da fraude, por meio da aplicação de critérios homogêneos.

A Figura 50 a seguir elenca as principais alterações introduzidas pelo Decreto Real nº 1048/2013 na remuneração da atividade de distribuição de energia elétrica em comparação com a metodologia anteriormente aplicada.

Com relação a base de remuneração, na metodologia anterior não realizava uma atualização efetiva da base, sendo a atualização da mesma realizada com base em dos índices econômicos (Indice de Preços do Consumo - IPC e Indice de Preços Industriais - IPRI). A nova metodologia considera a atualização a base aplicando valores de reposição padrão. Para os novos investimentos anteriormente o reconhecimento era efetuado ex-post aplicando o Modelo de Rede de Referência, sendo a mesma remunerada pela WACC. No novo modelo existe uma aprovação previa do plano de investimento anual da distribuidora, sendo o recebimento da remuneração do investimento realizado ano n efetuado no ano n+2. Com relação as medidas de incentivo foram alterados o período de consideração dos parâmetros de qualidade de serviço (TIEPI: Tempo Anual de Interrupção equivalente a Potência Instalada e NIEPI: Número de Interrupções Equivalentes da Potência Instalada em média tensão) e os intervalos de variação dos incentivos/penalidades aplicadas na remuneração. Foi introduzido incentivo a redução de furto de energia elétrica cujo incentivo/penalidade pode variar entre +-1,5% da remuneração.

Figura 50 – Principais Mudanças Metodológicas Introduzidas na Remuneração da Distribuição de Energia Elétrica



Pre-RD 1048/2013	Post-RD 1048/2013
No hace revisión efectiva	Actualización del RAB aplicando valores de reposición estándar y bono a 10 años + 200 pbs
Aplicable a toda la remuneración (en función de IPC e IPRI)	Aplicable únicamente al O&M
Reconocimiento ex-post por aplicación del MRR	Previa aprobación del Plan de inversión anual Devengo y cobro de la retribución del año n en el año n+2
En función del WACC	Bono a 10 años + 200 pbs
Ratio sobre nuevas inversiones, sin factor de eficiencia	Valores unitarios estándar por unidad física
En función de las pérdidas reales en el año n-1 [±1% de la retribución sin incentivos año n-1]	En función de las pérdidas reales entre los años n-4 a n-2 [-2%,+1% de la retribución sin incentivos año n]
En función de TIEPI y NIEPI en el año n-1 [±3% de la retribución sin incentivos año n-1]	En función de TIEPI y NIEPI entre los años n-4 a n-2 [-3%,+2% de la retribución sin incentivos año n]
No	En función del fraude detectado y sus ingresos recaudados en n-2 [≤1,5% de la retribución sin incentivos año n]

Fonte: Energia y Sociedade (2014)

A seguir é apresentado o mecanismo de formação de tarifa aplicado no período 2009-2012, e o atualmente vigente.

10.3 Mecanismo de Formação de Tarifa – Período 2009-2012[145]

Para cada período tarifário, a CNE propõe um nível de remuneração de referência R^i_{base}, que considera a remuneração de investimentos (custo de capital), custos de operação de manutenção e outros custos necessários para desenvolver a atividade de distribuição (gestão comercial de solicitações de acessos e conexão, leitura de equipamentos de medida, planejamento de redes, custos de ocupação da via pública, etc.). Assim:

$$R^i_{base} = CI^i_{base} + COM^i_{base} + OCD^i_{base}$$

Onde:

[145] *REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.*

R^i_{base}: Nível de remuneração de referência para a empresa distribuidora i.

CI^i_{base}: Remuneração anual de investimentos para a empresa distribuidora i.

COM^i_{base}: Custos de operação e manutenção anuais para a empresa distribuidora i.

OCD^i_{base}: Remuneração anual por outros custos para a empresa distribuidora i.

A partir desta remuneração de referência, a remuneração anual da atividade de distribuição se calcula para os quatro anos do período regulatório, utilizando as seguintes fórmulas:

$$R^i_0 = R^i_{base} \cdot \left(1 + IA_0\right)$$

$$R^i_1 = R^i_0 \cdot \left(1 + IA_1\right) + Y^i_0 + Q^i_0 + P^i_0$$

$$R^i_k = \left(R^i_{k-1} - Q^i_{k-2} + P^i_{k-2}\right) \cdot \left(1 + IA_k\right) + Y^i_{k-1} + Q^i_{k-1} + P^i_{k-1} \qquad k = 2,3,4$$

Onde:

R^i_0: Nível de remuneração de referência para a empresa distribuidora i, atualizado no ano em que se realizam os cálculos.

R^i_k: Nível de remuneração reconhecido pela empresa distribuidora *i* no ano *k* do período regulatório.

Y^i_{k-1}: Variação da remuneração reconhecida da empresa distribuidora *i* associada ao aumento da demanda durante o ano *k-1*.

Q^i_{k-1}: Variação da remuneração reconhecida da empresa distribuidora i associada ao cumprimento dos índices de qualidade do serviço durante o ano *k-1*.

P^i_{k-1}: Variação da remuneração reconhecida da empresa distribuidora i associada ao cumprimento dos objetivos de redução de perdas durante o ano *k-1*.

IA_k: Índice de atualização do ano k, que se calcula a partir da variação de preços do consumo do ano *k-1* (IPC_{k-1}) e a variação do índice de preços industriais do ano *k-1* ($IPRI_{k-1}$):

$$IPC_k = 0.2 \cdot \left(IPC_{k-1} - x \right) + 0.8 \cdot \left(IPRI_{k-1} - y \right)$$

Os fatores de eficiência x e y tomaram, para o período 2009-2012 os valores de 80 e 40 pontos básicos, respectivamente.

Custos Operacionais

Os custos de operação e manutenção COM_{base} também são calculados pela CNE. Para as instalações de distribuição inventariadas, utilizam-se os custos unitários médios de operação e manutenção. Por outro lado, para as instalações que não estão individualizadas, utilizam-se o Modelo de Rede de Referência, tomando como ponto de partida as instalações inventariadas.

Os custos de capital e de operação e manutenção consideram ainda outros custos necessários para o desenvolvimento da atividade de distribuição. Dentro destes custos estão os de gestão comercial, que incluem os custos derivados de acesso e conexão dos consumidores das redes (contratação, atendimento ao cliente) e os derivados da leitura dos equipamentos de medição. Além disto, estão inclusos os custos do planejamento das redes e gestão da energia, além dos derivados da taxa de ocupação da via pública.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Os custos de capital ou remuneração de investimentos CI_{base} são utilizados para calcular o nível de remuneração de referência das empresas distribuidoras no início do período regulatório, são calculados pelo CNE.

A metodologia para determinar a remuneração dos investimentos está baseada na utilização de um modelo de Rede de Referência, calculando o valor dos ativos a partir deste modelo e comparando com o valor obtido a partir do inventário das instalações. Os ativos remunerados estão entre ambos os valores e também dependem de quão eficiente é a empresa em relação ao setor como um todo. Dado que não há inventário para as instalações de baixa tensão, os ativos que serão remunerados são calculados diretamente pelo Modelo de Rede de Referência.

Além disto, é inclusa uma amortização dos ativos no cálculo, assumindo-se uma vida útil de 40 anos para as instalações.

Tratamento Regulatório das Perdas

O marco regulatório atual considera no cálculo da remuneração para um ano k das empresas distribuidoras i, um termo que considera o cumprimento dos objetivos de redução de perdas da empresa no ano anterior. Este incentivo Pik-1

toma valores no intervalo de +/- 1% da remuneração da empresa no ano anterior Rik-1.

O cálculo do valor do incentivo é feito da seguinte forma:

$$P_{k-1}^{i} = 0.8 \cdot Pr_{Eperd} \cdot \left(Eperd_{obj,k-1}^{i} - Eperd_{k-1}^{i} \right) \cdot \left(E_{pf}^{i} + E_{g}^{i} \right)$$

Onde:

Pr_{Eperd} : Preço da energia de perdas, em euros por MWh. Este preço considera as economias envolvidas na redução de perdas.

E_{pf}^{i} : Energia injetada no ano *k-1* da rede de distribuição da empresa i medida nos pontos de fronteira da rede.

E_{g}^{i} : Energia gerada no ano *k-1* pelas instalações de geração conectadas a rede de distribuição da empresa i.

$Eperd_{obj,k-1}^{i}$: Objetivo de perdas da empresa distribuidora i no ano *k-1*. Estas perdas objetivo são expressas por uma parte da energia total injetada na rede de distribuição.

$Eperd_{k-1}^{i}$: Perdas reais da empresa distribuidora i no ano *k-1*.

As perdas são calculadas da seguinte forma:

$$Eperd_{k-1}^{i} = \frac{\left(E_{pf}^{i} + E_{g}^{i} \right) - E_{f}^{i}}{E_{pf}^{i} + E_{g}^{i}}$$

Sendo E_{f}^{i} a energia faturada pela empresa distribuidora i no ano *k-1*.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

A qualidade do serviço é caracterizada pelos três itens:

- Continuidade do fornecimento, relativa ao número e duração das interrupções do fornecimento;
- Qualidade do produto, relativa às características da onda de tensão;
- Qualidade no atendimento ao cliente, relativo ao conjunto de atuações de informação, assessoramento, contratação, comunicação e reclamações.

Estes pontos são medidos e cada um possui uma metodologia específica.

Continuidade do fornecimento:

Definem-se os três índices básicos na medida da qualidade do serviço:

- TIEPI: Tempo Anual de Interrupção equivalente a Potência Instalada, as interrupções consideradas para medir este índice são as superiores a 3 minutos de duração;
- 80% do TIEPI: é o valor do TIEPI que não é superado por 80% dos municípios da área de distribuição.
- NIEPI: Número de Interrupções Equivalentes da Potência Instalada em média tensão, mais uma vez, as interrupções contabilizadas são as superiores a 3 minutos de duração.

Qualidade do produto:

Refere-se à qualidade do produto, a Norma UNE 50160 estabelece as características que deve contar a onda de tensão proporcionada aos clientes, referente às flutuações, lacunas e desequilíbrios de tensão, interrupções, sobretensões, variações de tensão, harmônicos e variações de frequência.

Qualidade no atendimento:

A qualidade de atendimento e relação com o consumidor é determinada com as características do serviço, entre elas: contratação do serviço, faturamento, cobrança, medida de consumo e demais aspectos derivados do contrato assinado.

Para definir os padrões de qualidade das empresas distribuidoras, as mesmas foram classificadas em quatro zonas: zonas urbanas (cidades com mais de 20.000 habitantes ou capitais), zonas semiurbanas (municípios entre 2.000 e 20.000 habitantes), rural concentrada (municípios entre 200 e 2.000 habitantes) e rural dispersa (municípios com menos de 200 habitantes e situados fora do centro de populações).

Da mesma forma que no caso das perdas, o atual marco regulatório considera um índice no cálculo da remuneração das empresas, referente à qualidade do serviço da distribuidora no ano anterior. O incentivo Q^i_{k-1} considera valores no intervalo de +/-3% da remuneração da empresa no ano anterior R^i_{k-1}.

O cálculo é feito da seguinte forma:

$$Q^i_{k-1} = 0.03 \cdot R^i_{k-1} \cdot \left(\beta^i_U \cdot X^i_{U,k-1} + \beta^i_{SU} \cdot X^i_{SU,k-1} + \beta^i_{RC} \cdot X^i_{RC,k-1} + \beta^i_{RD} \cdot X^i_{RD,k-1} \right)$$

Onde:

β_U^i : Fator de ponderação da zona urbana com finalidade do incentivo da qualidade para a empresa distribuidora i.

β_{SU}^i : Fator de ponderação da área semiurbana com finalidade do incentivo da qualidade para a empresa distribuidora i.

β_{RC}^i : Fator de ponderação da zona rural concentrada com finalidade do incentivo da qualidade para a empresa distribuidora i.

β_{RD}^i : Fator de ponderação da zona rural dispersa com finalidade do incentivo da qualidade para a empresa distribuidora i.

$X_{U,k-1}^i$: Indicador do cumprimento da qualidade nas zonas urbanas a empresa i atende, durante o ano k-1.

Este último indicador é calculada da seguinte forma:

$$X_{U,k-1}^i = \left(1 - \frac{TIEPI_{U-REAL,k-1}^i}{TIEPI_{U-OBJETIVO,k-1}}\right) \cdot \left(1 - \frac{NIEPI_{U-REAL,k-1}^i}{NIEPI_{U-OBJETIVO,k-1}}\right)$$

A fórmula anterior utiliza os valores de TIEPI e NIEPI objetivos, assim como os medidos pela empresa i no ano k-1.

$X_{SU,k-1}^i$: Indicador do cumprimento da qualidade em zonas semiurbanas que a empresa i atende, durante o ano k-1.

$$X_{SU,k-1}^i = \left(1 - \frac{TIEPI_{SU-REAL,k-1}^i}{TIEPI_{SU-OBJETIVO,k-1}}\right) \cdot \left(1 - \frac{NIEPI_{SU-REAL,k-1}^i}{NIEPI_{SU-OBJETIVO,k-1}}\right)$$

$X_{RC,k-1}^i$: Indicador do cumprimento da qualidade nas zonas semiurbanas que a empresa i atende, durante o ano k-1.

$$X_{RC,k-1}^i = \left(1 - \frac{TIEPI_{RC-REAL,k-1}^i}{TIEPI_{RC-OBJETIVO,k-1}}\right) \cdot \left(1 - \frac{NIEPI_{RC-REAL,k-1}^i}{NIEPI_{RC-OBJETIVO,k-1}}\right)$$

$X_{RD,k-1}^i$: Indicador do cumprimento da qualidade nas zonas semiurbanas que a empresa i atende, durante o ano k-1.

$$X_{RD,k-1}^i = \left(1 - \frac{TIEPI_{RD-REAL,k-1}^i}{TIEPI_{RD-OBJETIVO,k-1}}\right) \cdot \left(1 - \frac{NIEPI_{RD-REAL,k-1}^i}{NIEPI_{RD-OBJETIVO,k-1}}\right)$$

O valor do indicador do cumprimento da qualidade em uma área não pode ser positivo, caso algum dos valores de TIEPI ou NIEPI superem o objetivo da referida zona. Além disto, devem estar em um intervalo entre -1 e 1. Por fim, se

alguma empresa superar 30% do objetivo de TIEPI ou NIEPI, a mesma não poderá cobrar nenhum incentivo de qualidade durante o referido ano.

10.4 Mecanismo de Formação de Tarifa – Modelo Posterior a 2013[146]

O atual mecanismo de remuneração foi definido Decreto Real nº 1048/2013, com bases similares às da atividade de transmissão de energia elétrica. O distribuidor recebe remuneração pela construção e operação das instalações de distribuição, além de incentivos econômicos (positivos ou negativos), para a melhoria da qualidade de fornecimento do serviço, redução de perdas e fraude.

A remuneração da atividade de distribuição a ser reconhecida, para o distribuidor i no ano n pelo desempenho da sua atividade no ano n-2 é determinada com base na seguinte equação:

$$R_n^i = R_{n_{base}}^i + R_{n_{NI}}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i$$

Onde:

R_n^i: representa a remuneração da atividade de distribuição a ser reconhecida, para o distribuidor i no ano n pelo desempenho da sua atividade no ano n-2.

$R_{n_{base}}^i$: representa o termo de remuneração base a ser recebido pela empresa distribuidora i no ano n como compensação pelo investimento e pelo O&M correspondente a todas as instalações postas em serviço até o ano base (incluso ele) e que seguem em operação no ano n-2. Denomina-se ano base àquele que transcorre dois anos antes do início do primeiro período regulatório;

$R_{n_{NI}}^i$: corresponde à remuneração a ser recebida pelas novas instalações, pela distribuidora i, como forma de compensar os investimentos e o O&M correspondente a todas as instalações que entraram em serviço (operação) após o ano base e que continuem em serviço no ano n-2;

$ROTD_n^i$: corresponde à remuneração por outras tarefas que a empresa distribuidora i precisa ser compensada no ano n, pelo desenvolvimento das mesmas no ano n-2.

Q_n^i*:* representa o termo de incentivo ou penalização a qualidade de serviço fornecido pela empresa distribuidora i, no ano n, associado com indicadores de qualidade de fornecimento obtidos pela empresa i entre

[146] *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.*

os anos n-4 e n-2. Os critérios para o estabelecimento do incentivo são definidos mais adiante no documento.

P_n^i: representa o termo de incentivo ou penalização aplicado devido à redução de perdas obtida pela empresa distribuidora i, no ano n, associado ao nível de perdas da sua rede entre os anos n-4 e n-2. Os critérios para o estabelecimento do incentivo são definidos mais adiante no documento.

F_n^i: representa o termo de inventivo ou penalização pela redução do furto no sistema elétrico da empresa distribuidora i, no ano n, associada à redução do furto alcançada no ano n-2. Os critérios para o estabelecimento do incentivo são definidos mais adiante no documento.

Como pode ser verificado na equação acima, existem três medidas de incentivo sendo aplicadas no atual mecanimo de formação de tarifas espanhol, sob a qualidade, as perdas de energia elétrica e a fraude.

Remuneração no Ano Base

O $R_{n_{base}}^i$ corresponde a remuneração base a ser paga a empresa distribuidora i, no ano n, como compensação pelo investimento realizado e pelo O&M correspondente a todas as instalações postas em serviço até o ano base (e que continuem em operação no ano n-2). Especificamente para o primeiro período regulatório o valor do $R_{1_{base}}^i = R_{base}^i$. Para os demais anos, o cálculo da componente segue a equação a seguir.

$$R_{n_{base}}^i = RI_{n_{base}}^i + ROM_{n_{base}}^i$$

Onde:

$R_{n_{base}}^i$: remuneração base da empresa distribuidora i, no ano n, correspondente a remuneração do investimento e operação e manutenção de todas as instalações postas em serviço até 31 de dezembro do ano base e que continue em serviço no ano n-2, e siga pertencendo a empresa i.

$RI_{n_{base}}^i$: remuneração base do investimento a ser pago, no ano n, para a distribuidora i, correspondente a todas as instalações postas em serviço até 31 de dezembro do ano.

$ROM_{n_{base}}^i$: remuneração base da operação e manutenção a ser paga para a distribuidora i, no ano n, correspondente a todas as instalações postas em serviço até 31 de dezembro do ano base e que continuem em serviço, e que siga sendo de propriedade da empresa i no ano n-2.

Dessa equação deriva a definição da remuneração de investimento e de O&M para as instalações existentes no ano base.

A remuneração do investimento e do O&M das instalações postas em operação após o ano base é calculada seguindo a equação abaixo:

$$R^{i}_{n_{NI}} = \sum_{\substack{\forall\ instalação\ j \\ da\ empresa\ i}} R^{j}_{n} + ROMNLAE^{i}_{n_{NI}} \cdot \alpha^{i}_{O\&M_{NI}}$$

Onde:

R^{j}_{n}: remuneração a ser paga pelo elemento imobilizado j da rede de distribuição da empresa i, no ano n, por estar em serviço no ano n-2. Em todo caso o elemento imobilizado j deverá ser posto em serviço base da empresa distribuidora i, no ano n, correspondente à remuneração do investimento após o ano base;

$ROMNLAE^{i}_{n_{NI}}$: remuneração pela operação e manutenção que a empresa distribuidora i recebe, no ano n, associado ao trabalho de manutenção executado no ano n-2, que não esteja remunerado nem diretamente ligado ou remunerado na remuneração dos ativos elétricos das unidades físicas;

$\alpha^{i}_{O\&M_{NI}}$: fator de eficiência da operação e manutenção que não esteja diretamente ligada aos ativos elétricos coletados nas unidades físicas;

O processo de definição dos itens integrantes da componente R^{j}_{n} é análogo ao da $RI^{i}_{n_{base}}$, onde são considerados em seu cálculo a remuneração do investimento e do O&M, a diferença reside no fato que aqui a remuneração está associada com os ativos que entraram em operação após o ano base.

Nos itens a seguir serão apresentados, com maior detalhe o processo de definição de cada uma das componentes da tarifa.

Custos Operacionais

Como pode ser verificado no item acima, a definição dos custos operacionais está desmembrada em três partes. Na primeira são definidos os custos operacionais correspondentes a todas as instalações postas em serviço até 31 de dezembro do ano base. A segunda é parte integrante dos custos de operação e manutenção correspondentes ao ativo imobilizado j, no ano n, por estar em exercício no ano n-2. A terceira, e última componente de custos de O&M, considera a remuneração do trabalho de manutenção executado no ano n-2, que

não seja remunerado nem diretamente ligado ou remunerado na remuneração dos ativos elétricos das unidades físicas.

A primeira componente da remuneração de O&M é calculada de acordo com a fórmula abaixo:

$$ROM^{i}_{n_{base}} = \left(ROM^{i}_{n-1_{base}} - \Delta ROM^{i}_{ciere\ n-3}\right) \cdot (1 - IAOM_n)$$

Onde:

$ROM^{i}_{n-1_{base}}$: remuneração pela operação e manutenção base paga a empresa distribuidora i, no ano n-1, associada com as instalações postas em serviço até dezembro do ano base e que sigam em serviço no ano n-3;

$\Delta ROM^{i}_{ciere\ n-3}$: remuneração pela operação e manutenção associada a instalações postas em serviço até dezembro do ano base e que ao longo do ano n-3 tenham deixado de ser posta em serviço ou não seja mais de propriedade da empresa distribuidora i.

$IAOM_n$: índice de atualização de operação e manutenção, vinculado ao índice de preços ao consumidor e índice de preços industrial de bens e equipamentos do ano n-2.

A segunda parte, correspondente aos custos operacionais trata da remuneração do ativo imobilizado j, no ano n, por estar em exercício no ano n-2. Ou seja, dos ativos postos em operação após o ano base. Seu valor é obtido por meio da aplicação do valor unitário de operação e manutenção a instalação j.

$$ROM^{j}_{n} = \left(VU^{j}_{O\&M\ n-1} \cdot UF\right) \cdot FRROM_{n-2}$$

Onde:

ROM^{j}_{n}: remuneração em relação a operação e manutenção a ser paga a instalação j, no ano n, como consequência de ter sido posta em serviço no ano n-2;

$VU^{j}_{O\&M\ n-1}$: valor unitário de referência de operação e manutenção para uma instalação de tipologia igual a da instalação j, atualizado para o ano n-2;

UF: unidades físicas de instalação j;

$FRROM_{n-2}$: fator de atraso de remuneração pela operação e manutenção da instalação j com licença de operação no ano n-2. Esse fator é derivado do custo financeiro motivado pelo atraso entre a concessão de autorização de operação da instalação j e o início da provisão da remuneração pela operação e manutenção da mesma.

A terceira e última parte dos custos operacionais corresponde à remuneração do trabalho que não é remunerado nem diretamente ligado ou remunerado na remuneração dos ativos elétricos das unidades físicas. Essa remuneração é calculada com base na informação de custos regulatorio. Seu valor é proposto pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas* e enviado junto com a proposta de remuneração para cada uma das empresas.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

O tratamento do investimento é feito em duas componentes diferentes. A primeira componente considera os ativos postos em serviço até 31 de dezembro do ano base e a segunda parte da remuneração dos investimentos diz respeito aos ativos das instalações postas em operação após o ano base.

A primeira componente corresponde ao termo $RI^{i}_{n_{base}}$, que é calculado considerando a equação abaixo:

$$RI^{i}_{n_{base}} = AI^{i}_{n_{base}} + RF^{i}_{n_{base}}$$

Onde:

$AI^{i}_{n_{base}}$: remuneração base da amortização da empresa distribuidora i no ano n.

$RF^{i}_{n_{base}}$: remuneração financeira do ativo líquido correspondente às instalações de propriedade da empresa distribuidora i postas em serviço até 31 de dezembro do ano base, e que continuam em serviço no ano n-2.

A remuneração base da amortização é calculada considerando a informação do ativo imobilizado (no ano base) bruto e na vida útil regulatória média das instalações da empresa distribuidora i em 31 de dezembro do ano base. Essa informação é relatada anualmente pela distribuidora i à *Dirección General de Politica Energética e Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* em estudo realizado por auditoria externa.

A remuneração financeira considera o ativo imobilizado líquido (no ano base) com direito a remuneração pelo sistema elétrico da empresa distribuidora i associado às instalações que foram postas em serviço até 31 de dezembro do ano base e que seguem em serviço da referida empresa no ano n-2.

A segunda parte da remuneração dos investimentos, que respeito às instalações postas em operação após o ano base, RI^{j}_{n}, que corresponde à remuneração do investimento imobilizado j, no ano n, por estar em serviço no ano n-2. A equação matemática de cálculo da componente RI^{j}_{n} é análoga ao da componente $RI^{i}_{n_{base}}$. No entanto, para o cálculo da remuneração por amortização do

elemento imobilizado j, no ano n, considera-se a razão entre o investimento com direito a remuneração de encargo do sistema elétrico da instalação j, e a vida útil regulatória da instalação j, expressa em anos.

A remuneração financeira do investimento na instalação j, no ano, é calculada, ano a ano, aplicando a taxa de remuneração ao valor do investimento líquido do mesmo. A taxa de remuneração financeira do ativo de distribuição é calculada com base na média do rendimento das Obrigações do Estado a 10 anos no mercado secundário dos 24 meses anteriores ao mês de maio do ano anterior ao início do período regulatório incrementada em um diferencial. Esse diferencial tem como objetivo atingir critérios de remuneração adequada de uma atividade de baixo risco, os custos de financiamento das empresas distribuidoras eficientes comparáveis e bem geridas (da Espanha e da União Européia) e necessidades de investimento do período regulatorio seguinte (considerando as estimações de evolução da demanda).

O volume anual de investimento na rede de distribuição de energia elétrica postas em serviço no ano n com direito a remuneração de encargos do sistema no ano n+2 não poderá superar 0,13% do produto interno bruto da Espanha, previsto pelo Ministerio de Economía y Competitividad para o ano n.

O valor unitário de referência dos ativos é determinado considerando a informação regulatória de custos, sendo esses valores únicos para todo território espanhol. É também aplicado um fator de melhoria da eficiência nesses custos e introduzida uma competição referencial em seu cálculo, levando em consideração no mesmo à evolução dos custos unitários e os aumentos da eficiência de empresas distribuidoras eficientes e bem geridas localizadas no entorno europeu.

Tratamento Regulatório das Perdas

Na regulação espanhola é dado um incentivo à redução das perdas repassadas à empresa distribuidora i, no ano n, associada ao nível de perdas de sua rede entre os anos n-4 e n-2. Esse incentivo é tratado pela variável intitulada P_n^i.

O incentivo a redução de perdas da empresa distribuidora i, no ano n, poderá oscilar entre +1% e -2% da remuneração da empresa (sem incentivos), no referido ano.

O valor do incentivo a redução de perdas na rede da distribuidora é calculada de acordo com a expressão abaixo:

$$P_n^i = \alpha^i \cdot PE_{n-2\to n-4}\left(P_{n-3\to n-5}^i - P_{n-2\to n-4}^i\right) \cdot \frac{1}{3} \cdot \sum_{pf} E_{pf}^{n-2\to n-4}$$

Onde:

$PE_{n-2\to n-4}$: preço da energia de perdas, medidos em €/kWh, para o período entre os anos n-2 e n-4. Este preço terá o valor de 1,5 vezes do preço médio horário peninsular médio ponderado dos anos n-2 a n-4.

$P^i_{n-3\to n-5}$: média das perdas relativas da empresa distribuidora i no período que transcorre entre os anos n-3 e n-5.

$P^i_{n-2\to n-4}$: média das perdas relativas da empresa distribuidora i entre os anos n-2 e n-4.

$E_{pf}^{n-2\to n-4}$: energia medida nos pontos de fronteira, no período entre os anos n-2 e n-4, expressa em kWh.

α^i : coeficiente que pondera a situação de uma empresa com relação à média nacional no período regulatório anterior.

Com relação ao furto de energia, também se criou um incentivo a redução do mesmo, que é percebido no ano n e está associado ao furto detectado no ano n-2. O incentivo à redução do furto para uma data empresa distribuidora i, no ano n, não poderá atingir 1,5% da remuneração sem incentivos do referido ano. A empresa distribuidora deve receber recompensa no ano n, em 20% dos "peajes" declarados e inseridos no sistema em conceito de "peajes" fraudados no sistema no ano n-2.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

O tratamento da qualidade de serviço considera um incentivo à melhoria da qualidade associada aos indicadores alcançados pela empresa distribuidora entre os anos n-4 e n-2. Esse incentivo é denominado Q_n^i, podendo oscilar entre +2% e -3%.

O valor do incentivo é calculado com base na equação a seguir:

$$Q_n^i = \beta^i \cdot \mu_{NIEPI}^{n-2\to n-4} \cdot k_{zonal}^{n-2\to n-4} \cdot PENS^{n-2\to n-4} \cdot PInst_i^{n-3\to n-5} \cdot \left(\overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5} - \overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4}\right)$$

Onde:

$PENS^{n-2\to n-4}$: preço da energia não fornecida devido à qualidade de serviço, medida em €/kWh, com o qual será valorado o incentivo a qualidade a ser inserido na remuneração do ano n, estando o mesmo associado com os indicadores de qualidade de serviço alcançados entre os anos n-4 e n-2. Esse preço corresponde a 30 vezes o preço médio horário peninsular ponderado médio do período;

$PInst_i^{n-3\to n-5}$: potência média instalada nos centros de transformação de média a baixa tensão mais a potência contradada na média tensão conectada as redes da empresa i no período compreendido entre os anos de n-4 e n-2;

$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4}$: TIEPI ponderado médio da distribuidora i no período compreendido entre os anos n-4 e n-2 (pondera-se pela $PInst$ de cada m dos anos correspondentes ao período em questão);

$\overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5}$: TIEPI ponderado médio da distribuidora i no período compreendido entre os anos n-5 e n-3 (pondera-se pela $PInst$ de cada m dos anos correspondentes ao período em questão);

$k_{zonal}^{n-2\to n-4}$: coeficiente que valora a distribuição zonal da qualidade. O indicador terá o valor 1 sempre que o incentivo seja negativo, e o valor $1-0{,}1\cdot\delta$ sendo δ, o número de vezes que, no período analisado, o indicador supera a qualidade de serviço definida regulatoriamente pela *Administración General del Estado* e que em algum ano a supere em mais de 10% os limites mínimos do TIEPI estabelecidos para a referida zona pela normativa básica estatal. Em nenhuma situação o valor do coeficiente será negativo.

β^i : coeficiente que pondera a situação de uma empresa em relação à média nacional no período regulatório anterior.

$\mu_{NIEPI}^{n-2\to n-4}$: coeficiente que valora a evolução do NIEPI da empresa distribuidora i. Este parâmetro está delimitado entre 0,75 e 1,25.

11 ITÁLIA

11.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

Na geração de energia, embora o governo tenha tomado uma série de medidas para reduzir a participação da Enel e liberalizar o mercado, a companhia permanece como a maior geradora de energia da Itália e uma das maiores da Europa em capacidade instalada[147]. Neste sentido, a Enel foi responsável, em 2008, pela geração de 85TWh.

A empresa é controlada pelo governo por meio do Ministério da Economia e Finanças, que detém 21,1%, e da *Cassa Depositi e Prestiti* (banco estatal, controlado pelo Ministério), com 10,15% de participação.

Outras geradoras significativas são a Edison, E.ON Produzione, Endesa Italia, Edipower e Enipower. Porém, existem 2.500 produtores de energia no sistema elétrico italiano[148].

Na transmissão, a Terna é a detentora e responsável pela administração das linhas de alta-voltagem da Itália, concentrando mais de 98% da infraestrutura doméstica. A empresa surgiu por meio do Decreto de Lei 239/03, em novembro de 2005, sendo o maior acionista a *Cassa Depositi e Prestiti*, com 30% da empresa[149].

A rede de transmissão da Terna cresceu ainda mais em 2006 pela aquisição de 99,9% da AEM *Trasmissione SpA* e da *Rete Trasmissione Locale SpA*. Ambas as transações foram aprovadas pela Autoridade Antitruste da Itália.

A Terna é responsável pela expansão das linhas para manter a qualidade do sistema de transmissão. Assim, em 2009, divulgou um plano estratégico para 2009-2013 que previa investimentos totais de 3,4 bilhões de euros, 77% para desenvolvimento das redes no período.

Na atividade de distribuição, o decreto 79/1999 abriu o setor visando à concessão de uma distribuidora para cada área municipal. Assim, em 2009, havia 170 distribuidoras de eletricidade na Itália, muitas operando somente em nível municipal[150]. A Enel, no entanto, permanece sendo a maior distribuidora da Itália, com 86% do controle de mercado e fornecendo eletricidade a mais de 30 milhões de clientes[151]. O sistema de distribuição da Enel inclui linhas de média tensão (15KV e 20KV) e linhas de baixa tensão (400 V). Segundo dados

147 IEA (2009).
148 IEA (2009).
149 IEA (2009).
150 IEA (2009).
151 Enel Distribuzione (2014).

de 2011, a empresa geria 345.214 quilômetros de linha de média tensão e 758.387 quilômetros de linhas de baixa tensão[152].

Na comercialização, a Itália promoveu uma reforma na eletricidade, com a incorporação de diretrizes de mercado da União Europeia nas leis nacionais[153]. Assim, desde julho de 2007, todos os consumidores italianos podem escolher o fornecedor de energia.

Marco Institucional

Na Itália, existem as seguintes instituições para assegurar um bom funcionamento do mercado elétrico, além de entidades privadas:

a) *Ministério do Desenvolvimento Econômico (MSE)*[154] é responsável pela elaboração de políticas energéticas. O Departamento de Energia deste ministério tem diferentes diretorias-gerais (DG): DG para a Energia e Recursos Minerais, DG para Segurança de Fornecimento e Infraestruturas de Energia e DG para a Energia Nuclear e Renovável.
b) *Ministério para o Ambiente, Terra e Mar*[155] é o responsável pela coordenação da mudança de política climática. Em cooperação com o MSE, atua na promoção e no desenvolvimento de energias renováveis e eficiência energética.
c) *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)*[156] é um corpo independente estabelecido pela lei 481 de 1995 para regular e manter a fiscalização na eletricidade e no setor de gás natural. A Autoridade possui um alto grau de autonomia do governo e, dentre suas funções, está a de determinar tarifas de varejo e definir padrões de qualidade no serviço.
d) *Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM)*[157] tem por objetivo examinar reivindicações feitas contra uma posição dominante e rever possíveis fusões e aquisições para garantir a concorrência no setor de energia elétrica.
e) *Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)*[158], controlada pelo Ministério de Economia e Finanças, atua no papel central de encorajar, promover e desenvolver energias renováveis na Itália.
f) *Gestore del Mercato Elettrico (GME)*[159] organiza e administra transações no mercado de eletricidade, incluindo comércio de certificados verdes. Cabe

[152] Enel Distribuzione (2011).
[153] IEA (2009).
[154] IEA (2009).
[155] IEA (2009).
[156] IEA (2009).
[157] IEA (2009).
[158] IEA (2009).
[159] IEA (2009).

ao operador de mercado determinar a interseção da oferta e demanda de energia pelos agentes mercadológicos. O GME é responsável pela gestão do IPEX – *Italian Power Exchange* – onde opera o mercado do dia seguinte e o mercado intra-diário.

g) *Terna*[160] é a principal empresa de transmissão e também a responsável pelo despacho de energia na Itália e operação da rede.

h) *Acquirente Unico (AU)*[161] é uma subsidiária do governo que atua como compradora única de eletricidade com o objetivo de garantir o fornecimento da demanda cativa. Vale destacar que, embora o mercado de varejo tenha sido liberalizado e, desde julho de 2007, todo consumidor pode escolher o fornecedor, ainda existe um mercado protegido formado por todos aqueles consumidores que preferiram permanecer no regime antigo. Assim, a AU compra energia no mercado atacadista através do IPEX ou mediante contratos, e revende com um preço único aos distribuidores e comercializadores que têm consumidores no mercado protegido.

A comercialização de energia na Itália está dividida entre os mercados atacadista e varejista. No mercado atacadista, os agentes podem comprar energia elétrica através de contratos bilaterais ou no mercado spot através da IPEX, onde opera o mercado do dia seguinte e o mercado intra-diário. O mercado de eletricidade varejista foi totalmente liberalizado em 2007, com a eliminação do chamado mercado cativo ou regulado. Assim, todos os usuários são livres para a escolha do comercializador, embora ainda exista o direito de fornecimento através de preços regulados para aqueles consumidores do denominado mercado protegido (opcional).

Assim, a lei 125/07 forneceu proteção universal de serviço para os clientes domésticos e pequenas empresas. Portanto, o mercado protegido é destinado a clientes residenciais e pequenos negócios que não assinaram o contrato com um comercializador alternativo no mercado livre. Em 2008, as vendas para o mercado protegido representaram 93% do total do consumo residencial (aproximadamente 64TWh)[162]. As tarifas referenciais para esses consumidores são determinadas pela AEEG com base nos custos do *Acquirente Unico*.

No setor de eletricidade, o número de residências e pequenos negócios que aderem ao mercado livre continua crescendo. Nos dois primeiros anos de

[160] IEA (2009).
[161] IEA (2009).
[162] IEA (2009).

liberalização, mais de 3,2 milhões de consumidores (7,1% do total) e mais de 1,2 milhão de pequenos negócios (15,6% do total) decidiram trocar o fornecedor[163].

Porém, apesar da liberalização, o mercado italiano de eletricidade continua com um alto nível de concentração. A *Enel Distribuzione* administra cerca de 80% do total de consumidores. A segunda maior operadora, Electrabel/Acea Elettricità, detém 11% do mercado em termos de volumes[164].

Dentre os principais componentes das tarifas de energia pagas pelos consumidores estão[165]:

1) Tarifas fixadas pelo regulador para serviços fornecidos por monopólios naturais (transmissão e distribuição);
2) Energia, conforme os preços no mercado atacadista competitivamente determinados;
3) Cobranças do sistema, outros custos e impostos previstos em lei.

Os consumidores são livres de optar por duas opções contratuais: o mercado livre e o mercado protegido.

Os preços referenciais para o mercado protegido são determinados com base nos custos do *Acquirente Unico*. Os preços no mercado livre são determinados em regime de concorrência pelos comercializadores.

11.2 Modelo Tarifário[166] [167]

A determinação dos valores referentes às componentes de transmissão e distribuição de energia elétrica é regulada pela AEEG. A distribuição de energia possui revisões tarifária a cada 4 anos, seguindo o mecanismo de "cost plus" e incentived based.

A resolução nº 199/2011 determina as tarifas a serem praticadas tanto para a transmissão quanto na distribuição de energia elétrica no período regulatório 2012-2015.

A Figura 51 apresenta um resumo das principais características regulatórias e procedimentos para determinação de tarifa de distribuição e transmissão de eletricidade.

[163] Energy Market Price (2013).
[164] IEA (2009).
[165] Energy Market Price (2013).
[166] Vigano et al (2014). Electricity Regulation 2014: Italia.
[167] Schwartz (2013). The Energy Regulation and Markets Review. Italia.

Figura 51 – Procedimentos Regulatórios para Determinação de Tarifa de Distribuição e Transmissão de Eletricidade

Italy		
Activity	**Electricity distribution**	**Electricity transmission**
Regulator	Regulatory Authority for Electricity and Gas	Regulatory Authority for Electricity and Gas
Format of regulation	Cost plus and incentive based	Revenue cap and incentive based
Regulatory period (years)	4	4
Regulatory periods	2012-15	2012-15
Regulated Asset Base (RAB)	No amount established, but the components are identified by the regulator	N/A
Allowed return	7.60% WACC plus an addition ranging from 1.5% to 2% for the investments covered by incentives	7.4% WACC plus 1% for incentives mechanisms
Efficiency factor (1)	The tariff mechanism includes an "X Factor"	N/A
Allowed investment (2)	The company shares with the regulator a three-year investment plan	N/A
Allowed depreciation	Based on technical lives of assets as published by the regulator	Based on technical lives of assets as published by the regulator
Allowed inflation	Included in WACC	CPI
Exposure to volume risk	No	Yes
Investments incentive	Yes	Yes
Other incentive mechanisms	Yes	Yes

Fonte: EY Analysis, 2013

11.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[168] [169] [170] [171]

Custos Operacionais

Os custos operacionais reconhecidos, para o período regulatório de 2012-2015, são determinados conforme os seguintes elementos:

a) Custo efetivo, detectado contabilmente, referente ao ano de 2010;

b) Valor residual, ainda não absorvido pelo Fator X, aplicado na TPR[172] dos ganhos de eficiência alcançados no segundo período regulatório;

c) Ganhos de eficiência por parte das empresas durante a TPR;

[168] Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas (2011). Deliberazione ARG/elt 199/11. Allegato A..
[169] Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas (2011). Deliberazione ARG/elt 198/11. Allegato A..
[170] Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas (2011). Deliberazione 559/2012/R/EEL.
[171] Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas (2011). Deliberazione ARG/elt 199/11 e Deliberazione 157/2012/R/EEL.
[172] Regulação dos preços dos serviços de transmissão, distribuição e medição de energia elétrica para o período de regulação 2008-2011 (designado por TPR), conforme resolução 29 de dezembro de 2007, n 348/07 e do Anexo A (a seguir: TIT 2008-2011).

Os componentes de custo, acima identificados, foram ajustados para levar em conta a inflação e um fator de redução (Fator X), determinado com o objetivo de permitir a recuperação gradual dos ganhos de eficiência por parte dos operadores em períodos anteriores de ajuste e que ainda não foram transferidos para os usuários finais.

Para o período Regulatório de 2012-2015, a Autoridade passou a diferenciar para cada empresa de distribuição o nível de custos operacionais reconhecidos que incidem sobre as suas próprias redes de serviço de distribuição.

Fator X

O nível de Fator X, para o período de regulatório 2008-2011, tinha sido criado com o objetivo de completar a transferência para os consumidores de ganhos de eficiência já alcançados pelas empresas no segundo período regulatório (ultrapassando a meta estabelecida pela Autoridade) e a queda de 50%, devido ao mecanismo de *proft-sharing*, previsto em lei n. 290/03, com referência ao período regulatório de 2004-2007.

A Autoridade, a fim de determinar o Fator X a ser aplicado no quarto período regulatório, alterou o prazo para transferência para os clientes finais dos benefícios relativos ao segundo período tarifário, fixando para todos os serviços um período de 8 anos. Desta forma é esperado para 2015 grandes repasses de eficiências alcançadas no segundo período Regulatório.

Da mesma forma, para a parcela dos ganhos de produtividade alcançados na TPR, a Autoridade previu que, para todos os serviços, em 2020, esta parcela seja redistribuída para os clientes finais. Como resultado, em 2019, deve ser prevista a recuperação da parte dos grandes ganhos de eficiência alcançados na TPR e ainda não transferidos para os usuários dos serviços.

O sistema de fixação do Fator X resume-se em:

a) Proteger os interesses dos usuários finais, estabelecendo um caminho para a transferência dos ganhos de eficiência, resultantes da regulação;

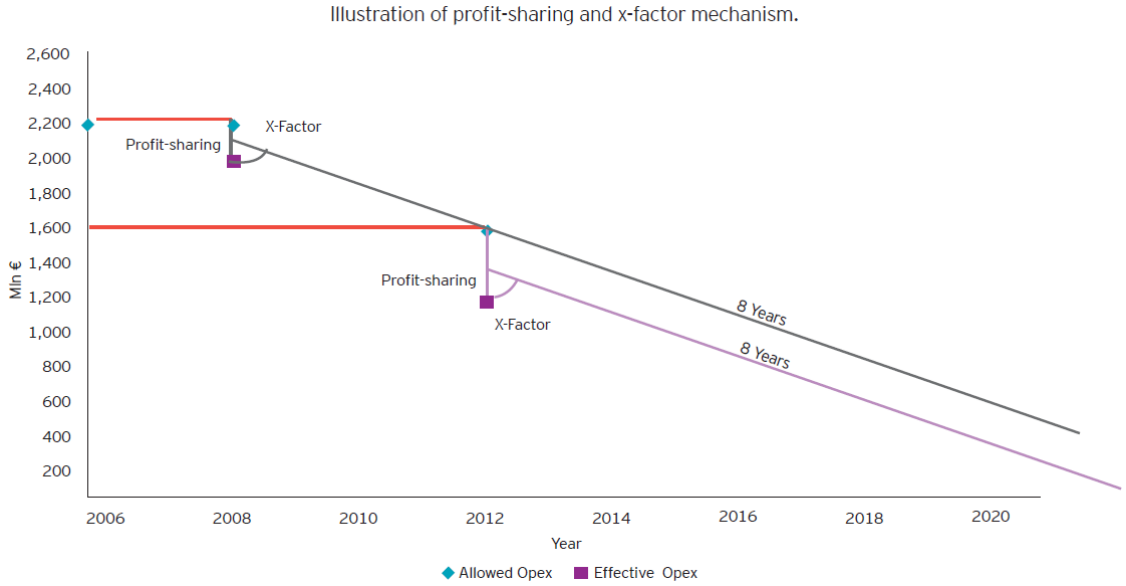
b) Assegurar que as empresas minimizem os riscos relacionados com a dificuldade de estimar corretamente as margens residuais para maiores ganhos de eficiência (agora, em média, relativamente pequena);

c) Incentivar as empresas para maiores níveis de eficiência no quarto período regulatório.

No setor italiano de distribuição de energia elétrica, se a diferença (lacuna) entre os custos determinados regulatoriamente e os custos reais for positiva, o regulador reduz a remuneração do OPEX por meio de um mecanismo de

"profit sharing" e pelo uso do mecanismo do Fator X. O procedimento possibilita que 50% da "remuneração extra" sejam imediatamente descontadas da tarifa, e os 50% remanescentes são descontados de forma constante ao longo de 8 anos (**Figura 52**).

Figura 52 – Divisão dos Benefícios da Eficiência (Outperformance) com os Consumidores



Fonte: EY Analysis, 2013

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Como se pode verificar na **Figura 51**, o Regulador não trabalha com o conceito de Base de Ativos Regulatórios, mas os componentes são identificados pelo Regulador.

Quanto aos Investimentos permitidos, há um Plano de Investimentos, compartilhado com o Regulador, para um horizonte de três anos.

A remuneração do capital líquido investido no serviço de distribuição parte do princípio de que os investimentos devem ser compatíveis com a eficiência, com a segurança do sistema e segundo critérios de custo, detalhados abaixo.

Para o período de 01/01/2012 a 31/12/2015, a taxa de retorno sobre o capital investido sobre o capital líquido, nos Sitemas de Distribuição, deve ser:

- 7,6% para investimentos realizados até 31/12/2011.
- 8,6% para investimentos realizados após 31/12/2011.

Exceto nos investimentos detalhados abaixo:

Investimentos que entraram em vigor entre 31/12/2007 a 31/12/2011:

a) Investimentos para construir novas estações de transformação AT/MT: 2% por 8 anos a partir da entrada em operação;

b) Investimentos de substituição de transformadores existentes MT/BT por novos transformadores de baixa perda e instalação de novos transformadores de baixa perda MT/BT, construção nova ou existente: 2% por 8 anos a partir da entrada em operação;

c) Investimentos referidos na letra a), cuja implementação determinar, pelo menos, dois novos lados de malha no lado da alta tensão da mesma estação: 2% por 12 anos a partir da entrada em operação;

d) Investimentos em projetos-piloto, selecionados por resolução ARG / elt 12/11 (smart grid): 2% por 12 anos a partir da entrada em operação;

e) Investimentos não inclusos nas letras, que incluam mudanças de trabalhos em andamento: 0%;

Investimentos que entraram em vigor a partir de 31/12/2011:

f) Investimentos de substituição de transformadores existentes MT/BT por novos transformadores de baixa perda e instalação de novos transformadores de baixa perda MT/BT construção nova ou existente: 1,5% por 8 anos;

g) Investimentos em projetos-piloto, selecionados por resolução ARG / elt 12/11 (smart grid): 2% por 12 anos;

h) Investimento de substituição e reforço das redes de média tensão em centros históricos: 1,5% por 12 anos;

i) Capex para fortalecer a capacidade de transformação de estações primárias nas áreas críticas (identificadas na subseção 4.2, letra c, anexo A da Resolução ARG / elt 99/08): 1,5% durante 12 anos;

j) Investimentos em projetos-piloto sobre os sistemas de armazenamento de energia elétrica (selecionados de acordo com o procedimento e os critérios estabelecidos no anexo A da Resolução ARG / elt 199/11, artigo 13): 2% durante 12 anos.

k) Outras que não as referidas nas alíneas de investimentos: 0%.

A maioria da remuneração paga é atribuída aos distribuidores que fizeram investimentos sujeitos a incentivo.

Tratamento Regulatório das Perdas

A Autoridade de Energia por meio da Resolução ARG / elt 52/11 iniciou um procedimento destinado à avaliação da adequação dos fatores de perda de

eletricidade padrão das redes de distribuição e transmissão e eventual revisão do mesmo para o período Regulatório de 2012-2015.

Este percentual se refere às perdas totais que as empresas devem atingir. Desta forma, há mecanismos de compensação para as empresas ajustarem seus valores de perdas reais aos padrões.

A cada ano é calculado:

1) O valor da diferença entre as perdas reais e os padrões, para cada empresa de distribuição;
2) Ajustar as diferenças dos valores reais e padrão, com cada distribuidora, conforme os preços de venda do referido ano.

Com base no que precede qualquer desvio das perdas, para cima ou para baixo entre as perdas reais e padronizadas de distribuição, deve ser debitado ou creditado às empresas de distribuição, incentivando a contenção das perdas.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Há uma Resolução ARG / elt 198/11, sobre a Regulação da Qualidade do Serviço de Distribuição e Medição de Energia Elétrica na Itália. A primeira parte deste documento se refere à Regulação da Continuidade do Serviço e Qualidade de Tensão na Distribuição, já a segunda parte, trata-se de Regulação e Medição de Energia Elétrica: Regulações nos níveis específicos e gerais da qualidade comercial.

Qualidade do Serviço

Quanto aos indicadores de Qualidade de Serviço, têm-se:

1) Número de Interrupções por Usuário, com ou sem aviso prévio, longas, curtas ou temporárias.[173] Calculada da seguinte forma:

   Nº de interrupções por usuário = $\frac{\sum_{i=1}^{n} Ui}{U_{tot}}$

Onde a soma é estentida a todos sem interrupções no ano civil e:

Ui = Número de usuários envolvidos na interrupção i considerada;

Utot = é o número total de usuários atendidos pela empresa de distribuição no final do ano civil.

[173] A distribuidora calcula o número de interrupções para usuários BT separadamente para as interrupções com ou sem aviso prévio, sejam longas ou curtas e, também, para redes padrões por falhas transitórias; para os usuários MT, limitadas a falhas transitórias; de forma separada para as origens de interrupções; de forma separada para causas de interrupções; de forma separada para áreas locais, como definido no Regulamento.

2) Duração total de interrupções por usuários, com ou sem aviso prévio. Obtida da seguinte forma:

$$Duração\ total\ de\ interrupções\ por\ usuário^{174} = \frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}(U_{i,j} * t_{i,j})}{U_{tot}}$$

Onde a soma é estendida a todos sem interrupções ocorridas no ano civil e, cada uma delas, para todos os m grupos de usuários afetados pela mesma duração de interrupção, e onde:

Ui,j = número de usuários envolvidos na interrupção i (com i = 1, ..., n) e pertencente ao grupo j de usuários afetados pela mesma duração de interrupção (com j = 1, ..., m);

ti,j = duração da interrupção correspondente para o grupo de usuários Ui,j;

Utot = é o número total de usuários atendidos pela empresa de distribuição no final do ano civil.

Para o período Regulatório de 2012-2015 foram definidas metas para os indicadores sem aviso prévio e os níveis de tendência, definidas na Resolução ARG / elt 198/11, artigo 21 e 22.

Quanto às durações e número das interrupções as distribuidoras de energia podem receber prêmios por recuperações adicionais na qualidade do serviço, como também, nos casos de não chegarem aos níveis de tendência, são obrigadas a pagar uma multa. Tanto a multa quanto o bônus são registrados na conta de Qualidade de Serviço de Energia Elétrica, no Fundo de Equalização Setor Elétrico.

Qualidade de Tensão

[174] A distribuidora calcula as durações totais para usuários BT separadamente para as interrupções com ou sem aviso prévio e com duração longa; separadamente por origens de interrupções; separadamente por causas das interrupções, separadamento por áreas, conforme Regulamento.
A empresa de distribuição calcula os indicadores de distribuição de usuários BT e o número de interrupções por ano incorridas.
A empresa de distribuição calcula para todos os usuários MT ou AT o número de interrupções e a duração, de cada interrupção longa, separadamente para as interrupções com ou sem aviso prévio e por origem e causa.
A empresa de distribuição calcula para todos os usuários MT ou AT o número de falhas, de curta duração e temporárias, separadamente por origem e causa.

O Título 8 da Resolução ARG / elt 198/11, trata da Qualidade de Tensão que a Distribuidora deve atender. Dentre os temas abordados, é possível destacar algumas atribuições da Concessionária:

1) Assegurar um nível adequado de qualidade de tensão e reduzir as diferenças de desempenho entre as redes de distribuição de energia elétrica em todo o território nacional;
2) Indicadores de qualidade confiáveis, comparáveis e verificáveis, a fim de permitir que usuários interessados na qualidade de tensão tenham informações adequadas;
3) Constituir um ponto de partida para a disponibilidade e publicação de dados, benchmarking, desempenho, bem como a posterior introdução de elementos de regulação por incentivos.

No que se refere à qualidade da tensão, a empresa de distribuição não pode adotar comportamento discriminatório entre os usuários alimentados ao mesmo nível de tensão e com localização similar.

Qualidade Comercial

Nas tabelas abaixo, é possível verificar os indicadores comerciais e os limites estabelecidos, conforme Resolução ARG / elt 198/11.

Verifica-se na Segunda Parte da Resolução ARG / elt 198/11 as sanções que as distribuidoras podem sofrer caso não cumpram com os limites estabelecidos, dentre elas há restituições em dinheiro para os clientes afetados.

Figura 53 – Indicadores Específicos Comerciais da Itália

Indicador	Cliente Final BT	Cliente Final MT
Estimativa de tempo máximo para a execução de trabalhos na rede BT, para conexões comuns	20 dias úteis	Não se aplica
Estimativa de tempo máximo para a execução trabalhos na rede BT para conexões temporárias	10 dias úteis	Não se aplica
Estimativa de tempo máximo para a execução de trabalhos na rede de MT	Não se aplica	40 dias úteis
Prazo máximo de execução de tarefas simples para conexões comuns	15 dias úteis	30 dias úteis
Prazo máximo de execução de tarefas simples para conexões temporárias com potência disponível, antes e após a ativação, dentro de 40 kW e distância máxima de 20 metros da rede de cabo permanente.	5 dias úteis	Não se aplica
Prazo máximo de execução de tarefas simples para conexões temporárias com potência disponível, antes e após a ativação, dentro de 40 kW e/ou distância máxima superior a 20 metros da rede de cabo permanente.	10 dias úteis	30 dias úteis
Tempo máximo de ativação do serviço (Tempo do momento em que a distribuidora recebe a solicitação do serviço e a ativação do mesmo)	5 dias úteis	5 dias úteis
Tempo máximo de desativação do serviço	5 dias úteis	7 dias úteis
Tempo máximo de reativação, após suspensão por falta de pagamento	1 dia útil	1 dia útil
Alcance máximo de pontualidade para compromissos com cliente final (incluindo compromissos adiados)	2 horas	2 horas
O tempo máximo de restauração do fornecimento após uma falha do grupo de medição	3 horas (pedidos recebidos em dias úteis) 4 horas (pedidos recebidos em dias não úteis)	Não se aplica
O tempo máximo de comunicação do resultado da verificação dos aparelhos de medição, a pedido do cliente final.	15 dias úteis	15 dias úteis
Tempo máximo de substituição de medidor defeituoso	15 dias úteis	15 dias úteis
O tempo máximo de comunicação do resultado da verificação da alimentação de tensão, a pedido do cliente final.	20 dias úteis	20 dias úteis
Prazo para restaurar o valor correto da fonte de alimentação.	50 dias úteis	50 dias úteis

Fonte: Elaboração Própria

Figura 54 – Indicadores Gerais Comerciais da Itália

Indicador	Cliente Final BT	Cliente Final MT
Percentual mínimo de pedidos para realizar trabalhos complexos, feitas no prazo máximo de 60 dias úteis	85%	90%
Percentual mínimo de respostas, motivados por reclamações por escrito ou pedidos de informação escrita, disponibilizado no prazo máximo de 30 dias	95%	95%

Fonte: Elaboração Própria

12 REPÚBLICA TCHECA

12.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

A política do setor elétrico da RT segue as diretivas da União Europeia. Com base nessas diretivas o país promulgou a Lei da Energia (*Energy Act* nº 458/2000), a Lei da gestão da energia (*Energy Management Act* nº 406/2000), a Lei da energia alternativa (*Alternative Energy Act* nº 180/2005) além do *State Energy Concept* (SEC) que constitui um documento estratégico com uma perspectiva de 30 anos para o setor. A SEC determina o escopo da gestão da energia de acordo com as necessidades de desenvolvimento econômico, social e proteção ambiental e tem como prioridades básicas a independência, a segurança e o desenvolvimento sustentável para o setor[175].

O mercado elétrico na República Tcheca é composto pelos agentes definidos no *Energy Act*: os produtores de eletricidade (EPs), o operador do sistema de transmissão (TSO), operador do sistema de distribuição (DSO), o operador do mercado (*Electricity Market Operator* – EMO), os comercializadores (ETs) e os consumidores finais (ECs)[176].

Todas as atividades do mercado elétrico, geração, transmissão, distribuição, comercialização e a operação do mercado, estão sujeitas ao licenciamento, que é concedido pelo órgão regulador (Energy Regulatory Office – ERO). As licenças para transmissão e operação do mercado são exclusivas, ou seja, existe somente uma empresa que atua como monopólio natural. Todas as licenças, com exceção da licença de comercialização (5 anos) e operação do mercado (25 anos) são garantidas por um período não superior a 25 anos[177].

O setor elétrico é dominado por três empresas privadas integradas verticalmente: *CEZ Group, E.ON Energie a.s., e Praská Energetika a.s.* A atividade de geração é altamente concentrada. Em 2008, a CEZ possuía mais de 75% da geração. A competição é limitada em parte pelo tamanho do mercado. Devido à concentração do mercado pela CEZ, há barreiras de entrada que já viraram alvos de investigação e tiveram um comportamento considerado anticompetitivo[178].

O Estado é proprietário do operador do sistema de transmissão (TSO), por meio da CEPS que controla todos os ativos de transmissão do país[179]. O operador também é responsável pelo desenvolvimento do sistema de transmissão e por

[175] Kocián Šolc Balaštík (2011). http://www.ksb.cz/en/news-publications/publications?lim=20.
[176] Kocián Šolc Balaštík (2011).
[177] Kocián Šolc Balaštík (2011).
[178] IEA (2010).
[179] IEA (2010).

garantir uma prestação de serviço segura e confiável[180]. Os serviços de transmissão são fornecidos por meio de um contrato assinado entre a TSO e os produtores de eletricidade (EP), comercializadores (ET) ou qualquer outro consumidor (EC) que se comprometa a pagar o preço regulado do serviço[181].

No segmento de distribuição existem três grandes empresas: *CEZ Distribution, E.ON Distribution e PRE Distribution*, sendo essa última a responsável pela distribuição em Praga, a capital. Estes três grupos têm em conjunto mais de 95% dos clientes finais, com um claro domínio da CEZ[182]. Existem ainda 278 pequenas empresas locais de distribuição[183].

Marco Institucional

Na República Tcheca, além de instituições privadas, existem entidades que foram criadas com o objetivo de zelar pelo bom funcionamento do setor elétrico nacional:

a) *Ministério da Indústria e Comércio (MIT*) é o órgão máximo da administração do Estado responsável pela elaboração da política energética[184].
b) *Energy Regulatory Office* (*ERO*) – foi criado em janeiro de 2001 em cumprimento a Lei nº 458/2000 (*Energy Act*) [185]. É um órgão juridicamente autônomo responsável pelo estabelecimento da regulação, controle dos preços, supervisão dos mercados energéticos, licenciamento e suporte para a utilização de energias renováveis[186].
c) *State Energy Inspection (SEI)* – monitora a concorrência e tem a responsabilidade para impor multas a empresas com comportamento anticompetitivo[187].
d) *CEPS* – detentora da licença de transmissão de energia elétrica emitida pela ERO é o único operador do sistema de transmissão, a TSO da República Tcheca. É responsável por manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica em tempo real e pela organização dos intercâmbios de energia transfronteiriços[188].
e) *Power Exchange Central Europe (PXE)* – criada em 2009, é uma plataforma de transações de energia entre a República Tcheca, Eslováquia, Hungria, Polônia e Romênia. Opera o Mercado Futuro de Gás Tcheco CEGH, em

[180] EBRD (2009).
[181] Kocián Šolc Balaštík (2011).
[182] EBRD (2009).
[183] IEA (2010).
[184] EBRD (2009).
[185] EBRD (2009).
[186] ERO (2014) http://www.eru.cz/en/o-uradu.
[187] IEA (2010).
[188]OTE (2014). http://www.ote-cr.cz/about-ote/file-news/111219_Press_release.pdf/view?searchterm=Energy%20Regulatory%20Office.

cooperação com a Áustria. Permite aos participantes o comércio de energia elétrica na forma de contratos futuros[189].

f) *Electricity Market Operator (OTE)* detém uma licença exclusiva para operar o mercado de eletricidade e de gás. Sua principal atividade é organizar o mercado de curto prazo nos diversos mercados de comercialização, processar e publicar dados e informações relativas ao mercado de energia elétrica. Cabe à OTE também o registro das emissões de gases de efeito estufa no país[190].

Na República Tcheca, como em outros países, existe um mercado atacadista e um mercado varejista de energia elétrica. O mercado atacadista caracteriza-se pela comercialização de quantidades maiores de eletricidade. A operadora do mercado de eletricidade é a OTE. Essa plataforma de comercialização foi criada em 2001 pelo governo tcheco, que é o acionista único da companhia. Começou a operar um mercado do dia seguinte já em 2002. Dentro da OTE, existe um mercado de blocos, um mercado do dia seguinte e um mercado intra-diário.

Os segmentos de mercado considerados competitivos não estão sujeitos à regulação, nestes se incluem geração, importação e comercialização de eletricidade[191].

O mercado varejista foi liberalizado na República Tcheca em 2006, de acordo com o estabelecido pelas diretivas da União Europeia. Com a liberalização, que ocorreu um ano e meio antes do exigido pela Diretiva 2003/54/CE, todos os consumidores tchecos se tornaram elegíveis a escolher seus próprios comercializadores. No entanto, houve uma adesão inicial muito baixa à troca de fornecedor, principalmente para as residências. Segundo dados da OTE, em 2008, a taxa de troca de fornecedor de eletricidade para consumidores de alta demanda energética foi de 28,6%, frente aos 4,3% de baixa demanda (comércios e pequenos negócios) e a 0,3% das residências[192]. O ano de 2009 se caracterizou por um maior número de residências que mundaram de fornecedor, caso comparado a 2008. Embora os dados da operadora do mercado mostrem que em 2009 quase quatro vezes mais famílias mudaram de fornecedor do que em 2008, a taxa ainda é muito baixa. Nos demais segmentos de consumidores, o principal movimento de mudanças de comercializador já havia ocorrido em anos anteriores[193].

Existe no mercado a figura do fornecedor de último recurso. Este é designado diretamente pela lei de energia (Energy Act). Ele é operador do grupo (da empresa verticalmente integrada) que detém a licença para cobrir determinada

[189] https://www.pxe.cz/dokument.aspx?k=Co-Je-PXE.
[190] Kocián Šolc Balaštík (2011).
[191] EBRD (2009). http://www.ebrd.com/downloads/legal/irc/countries/czech.pdf
[192] IEA (2010) – Energy Policies of IEA Countries, Czech Republic 2010 Review.
[193] European Energy Regulators (2009).

área de distribuição de eletricidade. O comercializador de último recurso é obrigado a fornecer energia ás residências e consumidores cujo fornecedor perdeu a licença ou que teve suas atividades suspensas, por um período de até seis meses[194].

Desde 2006, quando ocorreu a liberalização do mercado elétrico na República Tcheca, houve uma mudança na forma de calcular a tarifa para os consumidores residenciais. Em sintonia com a desverticalização das atividades de comercialização e distribuição[195]. Os preços da energia elétrica foram reformulados pela Lei 5261990 e pela 19ª seção do *Energy Act*, introduzida pela emenda de 2009.

O preço da eletricidade é dividido por uma parte regulada, que incorpora o transporte de eletricidade até os consumidores finais (ou seja, o uso do sistema) e por uma parte que registra a energia efetivamente consumida (carga). A parte regulamentada inclui os preços da transmissão e distribuição de eletricidade para os consumidores finais, do fornecedor de última instância, os serviços do sistema, a contribuição para o desenvolvimento de fontes renováveis, o pagamento de cogeração e a contribuição para a geração de energia elétrica de outras fontes. Todos os custos fixos e variáveis incorridos pelos operadores da rede de distribuição e transmissão são pagos apenas pelos consumidores finais, não são cobrados dos produtores de eletricidade. O valor dos pagamentos regulados é estipulado anualmente pela *Energy Regulatory Office* com base em propostas das entidades reguladas. Já o preço da carga é determinado pela situação corrente do mercado.

A conta elétrica na República Tcheca é segmentada em custo de energia, custo de rede e impostos:

a) *Custo de energia*: incorpora o pagamento da eletricidade efetivamente consumida. O preço por MWh é dividido em bandas de tensão: a de baixa (LT) e alta (HT) tensão. As tarifas podem ser únicas (cobram somente um preço por unidade de consumo) ou duplas (dois preços por unidade de consumo, a depender da demanda energética no período de tempo; neste caso, é recomendável para residências que possuem aparelhos que demandam muita energia);
b) *Custo de rede*: inclui os custos de transmissão e distribuição, ou seja, dos monopólios naturais. Essas cobranças são reguladas pela ERO. O preço de transmissão por MWh também considera a tensão de fornecimento. Há compensação dos custos fixos das distribuidoras e transmissoras, pagamentos por serviço do sistema, apoio às renováveis e cobertura dos custos da OTE, a operadora de mercado. Os *pagamentos por serviço do sistema*

[194] Energy Regulators (2009).
[195] CEZ Group (2013) Composition of electricity price.

incluem o custo dos serviços de compra de eletricidade em caso de emergências (code purchase the suport services, PPS), como falhas repentinas ou outras mudanças bruscas na carga, além dos pagamentos feitos pelo operador do sistema para manter o equilíbrio do sistema em tempo real;

c) *Impostos*: incidem na tarifa para financiar programas do governo ou para cumprir as obrigações firmadas com a União Europeia. Os impostos são arrecadados pelos fornecedores de eletricidade e transferidos para o governo, em nome dos consumidores, como intermediários. Os impostos existentes serão detalhados na próxima seção.

12.2 Modelo Tarifário[196] [197]

As tarifas dos serviços de distribuição são reguladas pela ERO de acordo com o decreto nº 140/2009 na forma da regulação do setor energético, e da Lei dos Preços e da Energia. As tarifas são determinadas de acordo com as fórmulas contidas no referido decreto, independente da distribuição de eletricidade ser regional ou local. As regras para a determinação dos parâmetros a serem inseridos na fórmula regulatória da distribuição são similares aos aplicados para os serviços de transmissão.

A República Tcheca, tal como a Holanda, Alemanha e França, aplica uma regulação baseada em incentivos, ou melhor, um modelo *revenue cap* baseado em incentivos. Os períodos regulatórios do país possuem 5 anos, e no ano de 2015 inicia-se o 4º ciclo regulatório do setor.

A fórmula matemática de cálculo do modelo revenue cap aplicado é a apresentada a seguir.

Fórmula Regulatória para o Ano Base: $R_{base} = OPEX + D + (RAB \times RR)$

Fórmula Regulatória de Ajuste: $R_t = OPEX + (1 + PI - X)^t + D + (RAB \times RR)$

$$R_{ajustado} = R_t \times k + R_{t-1} \times (1 - k) \pm Z + KF + Q$$

196 Energetického regulačního úřadu. Metodice regulace III. regulačního období včetně základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Relatório Final. República Tcheca, 2009.
Vlček, Tomáš; Černoch, Filip. THE ENERGY SECTOR AND ENERGY POLICY OF THE CZECH REPUBLIC. Masaryk University. BRNO, 2013.
Rovenský, Václav; Béreš, Ján. Electricity Regulation 2013. Czech Republic p. 43-51.

197 Rovenský & Béreš (2013). Electricity Regulation 2013. Czech Republic.

Figura 55 – Procedimentos Regulatórios para Determinação de Tarifa de Distribuição de Eletricidade

Czech Republic		
Activity	Electricity distribution	Gas distribution
Regulator	Energetický regulační úřad	Energetický regulační úřad
Format of regulation	Incentive based	Incentive based
Regulatory period (years)	5	5
Regulatory periods	2010-14	2010-14
Regulated Asset Base (RAB) (1)	Based on the residual value of assets in 2009	Based on the residual value of assets in 2009
Allowed return (2)	7.923% nominal pre-tax (2010) – subject to change during regulatory period	8.288% nominal pre-tax (2010) – subject to change during regulatory period
Efficiency factor	9.75% per regulatory period	9.75% per regulatory period
Allowed investment	2012: €610m for the whole sector	2012: €182.6m for the whole sector
Allowed depreciation (3)	Based on planned depreciation	Based on planned depreciation
Allowed inflation (4)	0,7 * IPS + 0,3 * (CPI + 0,01)	0,7 * IPS + 0,3 * (CPI + 0,01)
Exposure to volume risk	No	No
Investments incentive	No	No
Other incentive mechanisms	Yes	Yes

(1) For electricity distribution, the minimum level of revaluation coefficient is 55%, for gas distribution the minimum level is set at 50%.
(2) For gas distribution, allowed OPEX is set at the beginning of the regulatory period and if company performs better, it's converted into profit for the company.
(3) Allowed depreciation is set on the basis of the planned values of depreciation in each of the years and in year i+2 are adjusted to real (booked) values.
(4) Where CPI is the customer price index and IPS is the business service price index.

Fonte: EY Analisis (2013)

12.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[198]

Custos Operacionais

A forma para determinar estes custos é através de uma análise da razoabilidade, praticada pela ERU sobre os custos contabilizados no ciclo tarifário anterior. Houve durante os últimos ciclos a necessidade de estabelecer fatores de correção que vieram a corrigir algumas distorções dos custos operacionais ocasionadas pela liberalização total do mercado elétrico no segmento de distribuição acontecida durante os anos 2005 a 2007.

O nível de eficiência geral do setor é calculado com base dos dados do OPEX. Para o período regulatório terminado em 2014 foi aplicado um nível de

[198] Energetického regulačního úřadu (2009). Metodice regulace III. regulačního období včetně základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Relatório Final.

eficiência geral do setor de 9,75% para todo período regulatório (2% a.a.). Não são utilizados modelos DEA nem modelos SFA para a determinação do fator de eficiência, dado que existem poucas distribuidoras operando no país. Em realidade o fator de eficiência é determinado por meio de negociações realizadas entre as distribuidoras e a entidade reguladora.

O índice de inflação aplicado sob o OPEX é de 70% do índice de preços dos serviços + 30% do índice de preços ao consumidor (CPI+1).

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Com relação ao mecanismo utilizado para o reconhecimento das receitas provenientes dos custos de capital, um mecanismo de taxa de retorno é aplicado ao CAPEX. Os novos ativos são reconhecidos em sua totalidade na base de remuneração, enquanto os investimentos ocorridos antes do ano de 2010 (início do 3º ciclo) são reconhecidos em 60% do valor estimado para os ativos.

Quanto a Base de Ativos Regulatórios (RAB), como pode ser verificado na Figura 55 – Procedimentos Regulatórios para Determinação de Tarifa de Distribuição de Eletricidade a mesma é baseada no valor residual dos ativos em 2009.

A taxa de retorno sobre os investimentos realizados calcula-se com a metodologia de custo médio ponderado de capital (WACC). No início de cada ciclo tarifário, a Agência Reguladora estabelece o valor de WACC levando em consideração a variação de parâmetros de cálculo durante o clico anterior, porém considerando um limite do valor da WACC o qual é definido pelo Regulador. De acordo com esta metodologia, a taxa de retorno para as atividades de distribuição de energia elétrica no primeiro ano do terceiro ciclo é igual a 7,923%.

Na tabela a seguir é possível verificar os componentes do WACC, segundo o relatório da *EY Analisis.*

Figura 56 – Componentes do WACC – República Tcheca

Illustration of WACC components – Electricity	
	Czech Republic
	Distribution
Risk free rate	4.60%
Debt spread	N/A
Asset beta	0.350
Equity beta	N/A
Market risk premium	6.4%
Gearing (debt/debt + equity)	40%
Tax rate	19%
Cost of debt	4.91%
Cost of equity	8.05%
WACC	7.923%[1]

1. Nominal rate

Fonte: EY Analisis (2013)

Quanto à depreciação permitida, como se verifica na Figura 55 – Procedimentos Regulatórios para Determinação de Tarifa de Distribuição de Eletricidade, a mesma é definida em função dos valores planejados de depreciação em cada um dos anos e no ano i + 2 são ajustados para valores reais.

Tratamento Regulatório das Perdas

As perdas totais são definidas regulatoriamente, as mesmas são classificadas em perdas técnicas (causadas por sistemas de carga) e perdas comerciais (principalmente consumos ilegais e problemas de medições).

No início do período regulatório são estabelecidos limites pelo Regulador, reconhecidos nos preços. As perdas técnicas são mantidas constantes durante todo o período regulatório, enquanto as perdas comerciais devem ser reduzidas ano a ano, por um fator de eficiência.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

A qualidade de serviço é considerada na remuneração das distribuidoras através de dois índices que estabelecem o nível requerido de qualidade de serviço técnico prestado. A fórmula de cálculo das receitas permitidas possui um termo que reflete o nível de qualidade atingido pela distribuidora.

A qualidade de serviço técnico é medida através de uma combinação de dois índices SAIFI e SAIDI ponderados na mesma proporção. O SAIFI expressa a frequência de interrupção de serviço (interrupções por ano por cliente). O SAIDI expressa a duração total em minutos de todas as interrupções do serviço

durante um ano (minutos por ano por cliente). Os indicadores são calculados da seguinte forma:

$$SAIFI_s = \frac{\sum_{h=nn}^{vvn} \sum_j n_{jh}}{N_s}$$

$$SAIDI_s = \frac{\sum_{h=nn}^{vvn} \sum_j n_{jh} * t_{jh}}{N_s}$$

Onde:

n_{jh} número de clientes fornecido a partir de um nível de tensão h, afetados pelo evento de interrupção de distribuição j, causado ao nível de tensão h e níveis superiores a tensão h;
N_s é referente ao número total de clientes fornecidos, pela rede de distribuição;
T_{jh} A duração média das interrupções nos clientes afetados no evento j, no nível h e nos níveis de tensão superiores h.

O valor da penalização ou bonificação pelo nível de qualidade de serviço técnico atingido pela distribuidora determina-se em função da comparação com o nível estabelecido como objetivo no início do período tarifário o qual é definido especificamente para cada Concessionaria.

Simultaneamente com os parâmetros de qualidade requeridos são estabelecidos limites superiores e inferiores além dos quais não podem se aplicar aumentos da bonificação nem da penalização.

13 FRANÇA

13.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

Assim como nos demais países da União Europeia, a liberalização do mercado elétrico francês segue as Diretivas do Conselho e Parlamento Europeu (Diretiva 96/92/EC e Diretiva 2003/54/EC). Estas estabelecem as condições gerais para garantir a criação de um mercado interno único de eletricidade na Europa.

O desenvolvimento do mercado atacadista de eletricidade francês (criado em 2001) alcançou marcos significativo nos últimos anos. Assim por exemplo, em junho de 2004 foi lançado do mercado futuro de energia (*Powernext futures*) e em julho de 2007 lançou-se o mercado diário e contínuo de eletricidade (*Powernext intraday and continuous*).

Porém, o segmento de geração é altamente concentrado: em 2007 a EDF possuía mais de 88,1% do total de geração, sendo o Estado francês o maior acionista da EDF com 84,8% da propriedade.

A rede de transmissão pertence a RTE ou *Gestionnaire du réseau*, subsidiária da EDF, que também é a operadora da rede a qual se estende por mais de 100.000 km e tem cerca de 2.500 subestações. As tensões principais são de 400KV, 225KV, 90KV e 63KV. A rede é composta principalmente por linhas aéreas de corrente alternada (AC) e um número limitado de cabos subterrâneos e cujas tensões variam de 63KV a 400KV.

Por outro lado, na parte da distribuição a *Electricité Réseau Distribution France* (antiga *EDF Réseau de Distribution*) detém 95% do mercado, embora existam outras distribuidoras menores como *Electricité de Strasbourg*, *Gaz et Electricité de Grenoble*, *URM* (antiga *Usine d'Electricité de Metz*), *SICAE de l'Oise*, *Sorégies Deux-Sèvres* (antiga *Régie du Sieds*) e *Sorégies*.

Marco Institucional

Na França, o mercado elétrico é regulado pela *Commission de régulation de l'énergie* (CRE), um órgão administrativo independente. Ele trabalha para garantir o funcionamento regular e eficiente do mercado de energia elétrica, garantir a ausência de práticas discriminatórias, subsídios cruzados ou restrições sobre a concorrência. Também cabe a CRE propor os reajustes da tarifa regulada que depois será aprovada pelo ministério da Energia em conjunto com o ministério da Economia[199].

[199] IEA, 2009.

Além do órgão regulador outras instituições e associações fazem parte do SEF, como:

a) *Ministère de L'Écologie, du Développement Durable et de L'énergie*: estabelece o regulamento geral do setor, executa a política do governo nas áreas de desenvolvimento sustentável, meio ambiente e tecnologias verdes, transição energética, especialmente em matéria tarifária. Define os investimentos de longo prazo, no setor, com base nos estudos que realiza. Em conjunto com o ministério da economia fixa o preço regulado para a eletricidade (preço azul)[200].
b) *Union Française de l'Electricité* (UFE): associação profissional do setor elétrico. Ela representa os empregadores no setor dentro do ramo de indústrias de eletricidade e de gás[201].
c) *Coreso*: primeiro centro de coordenação técnica regional comum a vários gestores de redes europeias de transporte.
d) CASC: serviços conjuntos transfronteiriços da rede de transporte de eletricidade belga, francês, alemão, luxemburguês e holandês[202].
e) EPEX *Spot*: é uma bolsa de energia de curto prazo (mercado spot de energia) situada no centro da Europa e abrange França, Alemanha, Áustria e Suíça.
f) A EPEX Spot realiza as transações comerciais para comprar ou vender uma determinada quantidade de eletricidade para uma área de entrega definida e preço também definido[203].
g) EEX *Power Derivatives GmbH*: é parte integrante da European Energy Exchange (EEX) e opera o mercado de derivativos de energia na Alemanha, Áustria e França (mercado futuro)[204].

O mercado elétrico da França está dividido no mercado atacadista e no mercado de varejo, igual aos outros países da Europa. Porém o mercado atacadista não representa uma grande proporção das transações de energia. Assim uma parte da produção pertencente à EDF, que como já mencionado é o maior produtor de energia elétrica da França, não é comercializada no mercado atacadista e é fornecida diretamente para o cliente final através da ERDF, que também pertence à EDF.

[200] Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie. Disponível em: http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Electricite,218-.html>. Acesso em 23 de julho de 2014.
[201] UFE. http://www.ufe-electricite.fr/l-ufe/article/presentation-de-l-ufe.
[202] RTE. http://www.rte-france.com/fr/nous-connaitre/liens-utiles/associations-et-institutionnels.
[203] EPEX Spot. Disponível em: <http://www.epexspot.com/en/company-info/epex_spot_in_the_power_market >. Acesso em 23 de julho de 2014.
[204] EEX Power Derivatives. Disponível em: <https://www.eex.com/en/products/power/power-derivatives-market>. Acesso em 23 de julho de 2014.

No mercado de varejo desde 2007 se permite que tanto consumidores residências quanto industriais possam escolher o fornecedor de energia elétrica[205]. Assim o mercado de varejo é liberalizado visando à concorrência. Porém, a ERDF detém 95% do mercado, sendo que ainda existe uma grande proporção de consumidores cativos que consomem energia a preços regulados.

O mercado de eletricidade francês oferece dois sistemas tarifários diferenciados[206]:

a) Tarifas Livres: os clientes contratam energia de um fornecedor a sua escolha e cada fornecedor fixa, livremente, sua tarifa.
b) Tarifas Reguladas de Venda: os clientes fazem contrato com o operador (EDF ou empresa de distribuição local) e o governo define as tarifas de venda com base nos custos reais incorridos pelo fornecedor.

O preço regulado de eletricidade é formado por[207]:

a) Custo da energia fixado pelo Estado a partir dos custos de produção da EDF; custos de produção de eletricidade (investimentos, despesas operacionais) e custos de comercialização (serviços ao cliente, faturação e sistemas de informação).
b) Custo de transporte fixado pela CRE, que inclui a rede de transmissão e distribuição.
c) Impostos e encargos, fixados pelo Estado ou zonas regionais (municípios ou estados), entre os quais se destacam a Contribuição ao Serviço Público de Eletricidade (CSPE), a Taxa sobre o Consumo final de Eletricidade (TCFE), a Contribuição Tarifária de Transporte (CTA) e a Taxa sobre Agregado (IVA).

13.2 Modelo Tarifário[208] [209]

O modelo regulatório aplicado na França é um modelo *revenue cap* com metas definidas para os investimentos. O período regulatório tem 4 anos de duração. São aplicadas medidas de eficiência no OPEX (parte de custos controláveis do OPEX), qualidade de serviço e de suprimento para os usuários, gestão de perdas nos sistemas e atividade de pesquisa e desenvolvimento. No que diz respeito ao reconhecimento dos gastos com capital investido para a

[205] ERDF. Disponível em: <http://www.erdf.fr/Le_marche_de_l-electricite>. Acesso em 25 de julho de 2014.
[206] Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie. Disponível em: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quelles-sont-les-differentes,33511.html>. Acesso em 23 de julho de 14.
[207] Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie.
[208] Perrin (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe.
[209] Fages & Saarinen (2012). The Energy Regulation and Markets Review. Capítulo 7.

determinação da receita, as despesas de capital são projetadas no começo de cada período regulatório, e os gastos reais com capital são conhecidos em sua totalidade para o cálculo da receita de capital.

Figura 57 – Tabela Resumo das Características Gerais do Modelo Regulatório Francês (3º ciclo - 2009-2012)

France		
Regulatory model	Electricity distribution (3)	Electricity transmission
Regulator	Commission de Régulation de l'Energie	Commission de Régulation de l'Energie
Format of regulation	Incentive based	Incentive based
Regulatory period (years)	4	4
Regulatory periods	2009-12	2009-12
Regulated Asset Base (RAB)	RAB = Net asset value at opening of the period + new investment - depreciation	RAB = Net asset value at opening of the period + new investment - depreciation
Allowed return	7.25% nominal pre-tax, applied to the RAB on 1 January	7.25% nominal pre-tax, applied to the RAB on 1 January
Allowed investment	€11.9b over the regulatory period	€4.7b over the regulatory period
Efficiency factor	For controllable costs, setting of a specific trajectory, including yearly productivity objectives	For controllable costs, setting of a specific trajectory, including yearly productivity objectives
Allowed depreciation (1)	Based on accounting depreciation	Based on accounting depreciation
Allowed inflation (2)	CPI - X + K	CPI - X + K
Exposure to volume risk	No	No
Investments incentive	No	No
Other incentive mechanisms	Yes	Yes

Fonte: EY Analysis (2013)

13.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[210]

A CRE define a receita tarifária estimada para o período através de um Plano de Negócios submetido pela distribuidora. Tal receita é composta por custos de capital, despesas operacionais líquidas, além dos impactos de contas de reestituição, determinados pela a fórmula a seguir:

$$RT_p = CNE_p + CC_p + A$$

Onde:

RT_p = Receita tarifária prevista para o período

CNE_p = Despesas operacionais líquidas previstas para o período

[210] Comission de Régulation de L´Énergie (2013). Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 12 December 2013 concerning decision on the tariffs for the use of a public electricity grid in the HVA or LV voltage range.

CC_p = Custos de capital previstos para o período

A = Apuração das contas de restituição para o período

As despesas operacionais líquidas incluem principalmente compras externas, despesas de pessoal e impostos. Também são incluídas compras relacionadas ao sistema elétrico e despesas relacionadas com custos de acesso aos sistemas de transmissão, líquidas de receitas não relacionadas às tarifas (compostas principalmente por receitas de serviços auxiliares e contribuições de conexão).

O nível acumulado de despesas operacionais é determinado com base em todos os custos necessários para a atividade de um operador do sistema que, nos termos da lei, correspondam aos custos de um operador de rede eficiente. Todos os dados projetados comunicados pelo operador são cuidadosamente analisados e corrigidos quando necessário. Em particular, no que diz respeito a despesas correntes líquidas, a CRE se esforça para manter uma trajetória de despesas operacionais que integre esforços de produtividade.

Anualmente, a receita tarifária é reajustada através da seguinte fórmula:

$$RT_N = RT'_p + E_{N-1} + I_{N-1}$$

Onde:

R_{TN} = Receita tarifária para o ano N

RT'_p = Receita tarifária prevista para o ano N ajustada pela inflação atual

E_{N-1} = As diferenças para o ano N-1 cobrados ao saldo da conta de restituição (CRCP)

I_{N-1} = Incentivos para o ano N-1

O ajuste inflacionário na receita tarifária prevista tem o intuito de proteger o operador de riscos relacionados à inflação a que suas despesas estão expostas. De forma complementar, também é previsto um ajuste no nível tarifário em função da variação de itens previstos e realizados de despesas e receitas adicionadas à conta de restituição.

Finalmente, a fim de incentivar o operador a gerir de forma eficiente o sistema, a CRE implementou mecanismos de incentivo. Estas disposições se relacionam a diferentes campos de atividade do operador da rede: o controle de despesas operacionais, qualidade de serviço e de suprimento para os usuários, gestão de perdas nos sistemas e atividade de pesquisa e desenvolvimento. Alguns desses mecanismos são acompanhados por incentivos financeiros (na forma de bônus

positivos ou negativos) que, de acordo com o caso concreto, são adicionados ou subtraídos da renda tarifária prevista durante o período tarifário.

Custos Operacionais

As despesas operacionais a serem cobertas pelas tarifas foram determinadas com base em todos os custos operacionais necessários para o funcionamento do sistema público de distribuição. Para definir o nível dessas despesas, o CRE se ateve aos seguintes itens:

- A trajetória proposta pela ERDP para 2014-2017;
- Os dados das demonstrações financeiras da ERDP para os anos de 2009 a 2012, além da estimativa para 2013;
- O feedback sobre TURPE 3[211] e os resultados das análises efetuadas pela CRE sobre gastos operacionais da ERDP para os anos de 2009-2017.

As despesas operacionais líquidas consistem principalmente em despesas correntes líquidas, despesas relacionadas ao sistema elétrico e produtos tarifários adicionais. No entanto, as taxas de acesso à rede de pública transmissão não fazem parte desse escopo.

A seguir, são listadas as despesas reconhecidas:

- Despesas Correntes Líquidas (+)
  - Outras aquisições e serviços
    - Despesas relacionadas com mudanças regulatórias
    - Despesas relacionadas à manutenção preventiva e melhoria da qualidade
    - Despesas relacionadas com P&D e inovação ligada ao desenvolvimento de redes inteligentes (*smart grids*)
  - Despesas com o pessoal;
  - Taxas;
- Despesas relacionadas com o sistema de energia elétrica (+)
  - Compra de perdas;
- Receita não tarifária (-)

As despesas relacionadas com mudanças regulatórias (plano anti-danos) se referem à obrigações impostas às ERDF, relativas à prestação de serviços em

[211] 3º ciclo de fixação das tarifas de distribuição (período 2009 a 2013)

redes subterrâneas, aéreas ou obras de transmissão ou distribuição subaquáticas. Estas impactam de forma significativa os custos operacionais uma vez que aumentam as obrigações de mapeamento de rede e impõem procedimentos de tratamento de trabalho mais rigorosos. Dessa forma, com base em experiências iniciais realizadas pela ERDP, é reconhecido um montante regulatório para esse plano anti-danos para o período 2014-2017. Também engloba outras despesas de menor montante advindas de obrigações regulatórias impostas pela CRE.

As despesas relacionadas à manutenção preventiva e melhoria da qualidade incorporam despesas decorrentes de melhoria do serviço prestado pela ERDP e à proteção de bens e pessoal, especialmente através do desenvolvimento de manutenção preventiva de suas instalações (programas de poda em linhas de baixa tensão, verificação de terrenos, entre outros).

As despesas relacionadas com P&D e inovação ligada ao desenvolvimento de redes inteligentes (*smart grids*) estão relacionadas ao plano da CRE em desenvolver e fomentar sua evolução no sistema elétrico francês. Neste sentido, várias iniciativas foram lançadas pela CRE, como a criação de um site de notícias dedicado a *smart grids*, com fóruns temáticos, organização de mesas redondas regionais sobre governança das redes de energia inteligentes, oficinas técnicas, etc. Eles possibilitaram um melhor conhecimento das expectativas das várias partes interessadas em relação à CRE.

Também faz parte dos interesses da CRE o desenvolvimento de atividades de P&D dedicadas a redes inteligentes através do estabelecimento de um quadro regulatório adequado. Dessa forma, o regulador estimula a ERDF a implementar projetos de P&D nessa área (reconhecendo despesas de qualificação técnica, profissional e em projetos pilotos) além de promover despesas com a visibilidade desses programas (apresentação dos resultados obtidos).

As despesas com pessoal englobam além dos salários, os gastos com treinamento (renovação de competências). Ademais, a proposta da ERDF para o período seguinte (2014-2017) inclui esforços de produtividade, que são analisados pela CRE.

As taxas incluem principalmente as contribuições para fomento da eletrificação rural. As demais taxas são compostas principalmente do imposto profissional local (contribuição econômica territorial), imposto fixo sobre as empresas de rede e os impostos sobre os salários.

As despesas relacionadas com o sistema de energia elétrica cobrem principalmente a compra de cobertura de perdas elétricas na rede. A ERDF negocia livremente contratos com os produtores e os fornecedores da sua escolha para cobrir as perdas, de acordo com concorrência não-discriminatórias

e com procedimentos transparentes, como consultas públicas ou pelo uso dos mercados organizados.

As receitas não tarifárias são previsões para os rendimentos recebidos de forma independente do sistema de tarifas de usuário, que são deduzidos do lucro operacional previsto para cobertura pelas tarifas. Para a ERDF se trata principalmente de receitas de serviços adicionais e contribuições de conexão.

O quadro regulamentar geral da TURPE 3 (2009-2013) estabelecia um sistema assimétrico, onde a ERDF conservava 50% dos ganhos de produtividade em comparação com a trajetória estabelecida, e 100% das perdas de produtividade. Para o período TURPE 4 (2014-2017), a CRE adotou um sistema simétrico em que a ERDF conserva 100% de ganhos adicionais de produtividade e perdas. Consequentemente CRE espera incentivar ainda mais a ERDF a controlar seus custos.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

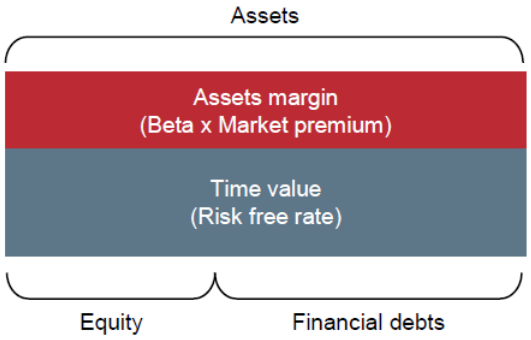
Custo de Capital

Para determinar o custo do capital, ou retorno mínimo esperado pelos investidores, os reguladores europeus usam em sua maioria o modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que tem a seguinte formulação geral:

$$Cost\ of\ Capital = Risk\ free\ rate \times \left(\frac{Equity}{Assets} + \frac{Financial\ debts}{Assets}\right) + Assets\ margin$$

podendo ser representada de maneira geral com os seguinte gráfico:

Figura 58 – Representação do modelo CAPM



Fonte: Deliberation of the French Energy Regulatory

No entanto, mesmo mantendo uma abordagem de aplicação de uma taxa de retorno sobre uma Base Regulatória de Ativos (RAB), é necessário ter em conta as particularidades do regime de concessões na França.

Historicamente, os municípios são responsáveis pela organização dos serviços públicos, incluindo os serviços de eletricidade. A Lei No. 2000-108, de 10 de fevereiro de 2000, colocou o entendimento atual de que os munícipios constituem "Autoridades Organizadoras" responsáveis pela concessão e gestão das redes de distribuição de eletricidade e detentora de seus ativos. Em outras palavras, as "Autoridades Organizadoras" (também conhecidas como "Concessoras") são as proprietárias das redes de distribuição de eletricidade (exceto por alguns tipos subestações, que são de propriedade da ERDF) e garantem sua gestão por meio de contrato com a ERDF.

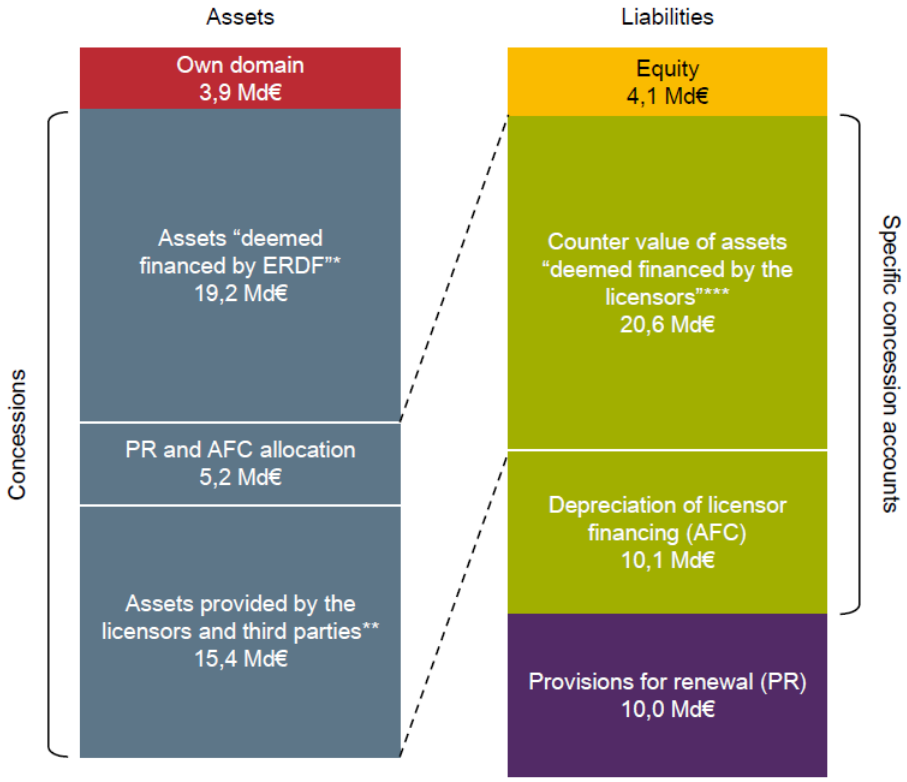
As Concessoras também realizam o gerenciamento de projetos de determinadas obras nas redes, principalmente em redes de baixa tensão nas zonas rurais, ficando a ERDF responsável pela maioria das obras em redes de baixa tensão em áreas urbanas e as redes de alta tensão. A ERDF opera as instalações por sua própria conta e risco durante o período da concessão e carrega a maioria dos riscos e dos benefícios técnicos e econômicos para a vida útil da infra-estrutura de rede.

Tal característica particular, de não ser proprietária dos ativos, traz algumas consequências contábeis, uma vez que a empresa é obrigada a levar uma contabilidade especial em separado, que engloba:

- Depreciação sobre a parcela dos bens financiados pela Concessora (AFC);
- Provisão para renovação dos ativos, antes do final da concessão (PR);
- Financiamento não depreciado da concessionária;

A Figura 59 apresenta o patrimônio da ERDF em 2012.

Figura 59 – Equity da ERDP

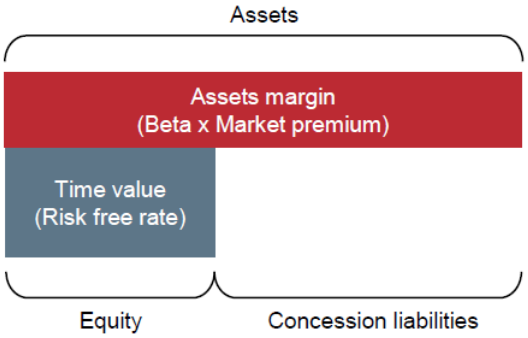


Fonte: Deliberation of the French Energy Regulatory

Esta provisão para renovação (PR), destinada à renovação dos ativos antes do término da concessão, baseia-se na diferença entre o valor de reposição dos mesmos com as mesmas características e capacidade idêntica e seu valor original. É constituída pela vida útil da instalação e complementada com a despesa de amortização industrial.

Essas contas especiais de concessão e provisões para a renovação de ativos podem ser consideradas como passivos não financeiros, ou seja, como dívidas que não geram custos financeiros para a ERDF. Com estas responsabilidades, o custo do capital deve ser representado pela figura abaixo (a superfície total representa a remuneração).

Figura 60 – Representação do modelo CAPM adaptado para a França



Fonte: Deliberation of the French Energy Regulatory

O Capital Próprio Regulado (CPR) é a parte do cálculo do Custo de Capital que deve ser remunerado pela taxa livre de risco. A quantidade de capital próprio levado em conta no cálculo deve ser limitado ao capital próprio utilizado para o financiamento de bens incluídos na RAB. Caso contrário, a quantidade de capital próprio não corresponderia à de um operador de rede eficiente. Para isso, CRE introduziu o conceito de Capital Próprio Regulado (CPR) para conectar-se a quantidade de capital próprio pagos aos investimentos exclusivos realizadas pela ERDP nas redes.

O CPR em 01 de janeiro é definido como a diferença entre a RAB e a soma das contas específicas de concessão, provisões para renovações, as subvenções ao investimento e, quando apropriado, empréstimos financeiros.

O CPR em 1 de janeiro do ano N+1 é definido como capital próprio regulamentado em 1 de janeiro do ano N acrescido, principalmente, pelos investimentos da ERDP postos em serviço e deduzido, principalmente por amortizações líquidas e provisões para renovação cobertas pela tarifa, bem como contribuições de terceiros recebidas no ano.

Dessa forma, os custos de capital são obtidos através do modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) com algumas adaptações para o setor elétrico francês, determinados pela expressão abaixo:

$$Capital\ Charges = \frac{Risk\ free\ rate}{1 - Corporate\ tax\ rate} \times CPR + \frac{Assets\ margin}{1 - Corporate\ tax\ rate} \times RAB + Financial\ expenses\ +\ Net\ allocations$$

Onde:

Risk free rate = Taxa livre de risco

CPR = Capital Próprio Regulado

Assets margin = Margem sobre os ativos (β x prêmio de mercado)

RAB = Base de Remuneração Regulatória

Corporate tax rate = Taxa de impostos sobre empresas

Financial Expenses = Despesas financeiras

Net Allocations = Alocação de encargos de depreciação e provisão para renovação das redes

Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória (RAB) é a quantidade de ativos representativos dos serviços aos usuários, sendo definida como o valor contábil líquido dos ativos fixos em 1 de janeiro do ano (excluindo os ativos financeiros e ativos fixos em construção). De forma direta, a cada ano a RAB é acrescida de todos os investimentos nas redes e reduzida por depreciação.

Investimentos

Os investimentos são solicitados pela ERDP e avaliados pelo regulador. Embora não seja dona dos ativos, como operador de rede de distribuição de energia elétrica em sua área exclusiva, a ERDP é notavelmente responsável por:

- Definir e implementar políticas de investimento e desenvolvimento de redes de distribuição, a fim de permitir a ligação de instalações de consumidores e produtores, bem como a interligação com outras redes;
- Assegurar a concepção e construção de obras, bem como gerenciamento de projetos de obras relativas a essas redes, realizando relatórios anuais às Concessoras de rede de distribuição;
- Operar estas redes e garantir a sua conservação e manutenção

Em linhas gerais são segregados nos seguintes pontos:

- Conexões e reforços;
- Regulamentos, segurança de pessoas e vias;
- Recursos de operação e ferramentas;
- Modernização e qualidade das redes.

A CRE, ao avaliar os investimentos propostos pela ERDF, busca garantir que os mesmos sejam eficientes, buscando evitar investimentos excessivos e desnecessários. Sob esta ótica, o CRE criou um acompanhamento dos custos unitários de investimento nas unidades da ERDF, detalhando-os de acordo com os seguintes eixos de análise:

- A faixa de tensão (HVA ou LV);
- A técnica de construção (aérea ou subterrânea);
- A zona geográfica.

A ERDF tem a obrigação de transmiti-los ao CRE de forma períodica (anualmente), sempre acompanhada por um histórico de valores para o maior período possível. Também são monitorados os investimentos relacionados à melhoria na qualidade e modernização da rede, incluindo, para cada programa, os valores de investimentos, a natureza da infra-estrutura de rede abrangida e, se for caso, o estoque de infra-estrutura.

Uma vez submetida a proposta de investimentos, e aprovada pela CRE, é estabelecida uma trajetória regulatória a ser observada, onde qualquer discrepância irá integrar o saldo da uma conta de restituição (CRCP). Consequentemente, não é suportado qualquer risco financeiro, mesmo no caso em que os investimentos ultrapassem as previsões da trajetória. Simetricamente, a ERDP não se beneficia de qualquer sub-investimento em relação a previsão.

Por fim, cabe destacar o tratamento dado pela CRE è questão dos medidores inteligentes (*smart meters*). O regulador trata esse tema como fundamental para uma transição energética na França, conduzindo a rede para um funcionamento inteligente (*smart grids*).

A questão da substituição dos antigos medidores requer um investimento inicial significativo ao longo de alguns anos e, portanto, modalidades de financiamento específicas. Dada a natureza excepcional deste projeto em suas dimensões técnicas, industriais e financeiras, a CRE está pronta para acolher e avaliar favoravelmente o pedido de um quadro regulatório adaptado, proporcionando a recuperação dos custos de forma suave, a fim de coincidir com o período de realização dos benefícios esperados do projeto.

Neste sentido, a ERDF assume a sua parte dos riscos inerentes a este projeto e sua programação, enquanto que o regulador garante a realização do desempenho esperado da empresa através de uma regulação adequada. Consequentemente, o regulador está disposto a acolher um bônus de remuneração para este projeto, ao longo da vida útil dos medidores. Nesta perspectiva, este projeto é tratado através de uma tarifa *ad hoc*.

Tratamento Regulatório das Perdas

De acordo com a CRE, no período de aplicação do TURPE 4, a compra de energia necessária para compensar as perdas irá representar quase 10% das despesas a serem cobertas pela tarifa. No intuito de minimizar os custos

operacionais da transmissão, a CRE consultou as partes interessadas sobre a relevância de induzir a ERDF a controlar o volume de perdas na rede.

O mecanismo regulatório adotado prevê um acompanhamento das ações empreendidas pela ERDF para conter a taxa de perdas na rede, sem sujeitar, no entanto, essas ações a um incentivo financeiro. Na verdade, na medida em que até o momento não se pode identificar precisamente a influência dos esforços da ERDF sobre o êxito na mudança da taxa de perda, o risco de definir uma trajetória alvo para a redução do volume de perdas não pode ser desconsiderado. Consequentemente, a implementação de um incentivo financeiro para reduzir a quantidade de perdas elétricas em redes de distribuição poderia implicar riscos financeiros significativos para consumidores e para a própria ERDF.

O mecanismo adotado baseia-se num relatório anual realizado pela ERDF para a CRE sobre os indicadores que envolvem tanto os meios implementados para reduzir a quantidade de perdas, quanto os resultados obtidos:

- Porcentagem de transformadores de alta eficiência nos transformadores fornecidos durante o ano;
- Porcentagem de transformadores de alta eficiência nos transformadores em operação;
- Número de casos tratados no âmbito de ações para a detecção de perdas não-técnicas (incluindo fraude);
- Volume de "corrigido" de energia em GWh por ano;
- Taxa de perdas técnicas e não-técnicas sobre as redes de transmissão no encerramento do tempo do processo de reconciliação;
- "Contabilidade" das taxas de perdas nas redes operadas pela ERDF (a "contabilidade" da taxa de perda leva em conta os registos de períodos de tempo de reconciliação e os fluxos financeiros).

Finalmente, a fim de permitir a implementação de um incentivo financeiro para controlar a quantidade de perdas para o próximo período tarifário, a CRE presta especial atenção ao programa de pesquisa e desenvolvimento iniciado pela ERDF para garantir balanço de energia elétrica. O monitoramento deste trabalho irá melhorar a compreensão dos fatores que afetam o volume de perdas nas redes de distribuição.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

O tratamento regulatório da qualidade de serviço envolve duas dimensões principais: Qualidade do Suprimento; e Qualidade do Serviço.

Em relação à Qualidade do Suprimento, são monitoradas as durações e frequências anuais médias de interrupção do suprimento, conforme as equações abaixo:

$$DMC_N = \frac{\sum_{Ano\ N} Duração\ dos\ cortes\ em\ BT}{Numero\ total\ de\ instalações\ BT\ em\ 31\ de\ dezembro\ do\ ano\ N}$$

Onde:

DMC_N = Duração Média dos Cortes em BT para o ano N (determinado excluindo incidentes consecutivos como eventos excepcionais e excluindo causas relacionadas à rede de transmissão)

É dado um nível de incentivo finaceiro para o ano N, calculado conforme abaixo:

$$I_N = 4{,}3 \times (DMC_{N\,ref} - 34) \times \ln\left(\frac{DMC_N - 34}{DMC_{N\,ref} - 34}\right)$$

Onde:

$DMC_{N\ ref}$ = Referência de duração média das interrupções do ano N, expresso em minutos. Seu valor foi definido para 68 minutos em 2014, 67 min, em 2015, 66 min, em 2016 e 65 min, em 2017.

I_N = incentivo financeiro para o ano N expresso em milhões de euros (€ M) que pode resultar em valores negativos. O valor absoluto do incentivo anual I_N é limitado a € 542 milhões.

$$FMC_N = \frac{Número\ de\ cortes\ em\ BT}{Numero\ total\ de\ instalações\ BT\ em\ 31\ de\ dezembro\ do\ ano\ N}$$

Onde:

FMC_N = Frequência Média dos Cortes em BT para o ano N (determinado excluindo incidentes consecutivos como eventos excepcionais e excluindo causas relacionadas à rede de transmissão)

O monitoramento da Qualidade do Suprimento é feito da seguinte forma:

Antes do final de cada trimestre civil, a ERDF deve fornecer à CRE as seguintes informações para o trimestre anterior:

- A soma das durações das interrupções e o número de interrupções nas instalações dos consumidores conectados em BT em todos os casos;
- A soma da duração das interrupções e o número de interrupções em instalações de consumo conectados em BT para os casos relacionados com a rede de transmissão (ou restrição de carga);
- A soma da duração das interrupções e o número de interrupções em instalações de consumo conectados em BT excluindo eventos excepcionais e casos relacionados com a rede de transmissão (ou restrição/corte de carga);
- Para cada evento excepcional: todos os fatores que justificam a excepcionalidade do evento, a soma da duração das interrupções e o número de interrupções devido ao evento em instalações de consumo conectados em BT e qualquer descrição para avaliação da rapidez e a adequação das medidas feita pela ERDP para restabelecer as condições normais de operação;
- A soma da duração das interrupções e o número de interrupções em instalações de consumo conectados em BT consecutivas a obras relacionadas com a rede de tranmissão geridas pela ERDP;

Antes do final do primeiro trimestre de cada ano, a ERDP deve fornecer CRE a seguinte informação para o ano anterior:

- A duração média anual de interrupções (para todos os motivos);
- A duração média anual de interrupções por razões relacionadas com a rede de transmissão (restrição corte de carga);
- A duração média anual de interrupções excluindo eventos excepcionais e razões relacionadas com a rede de transmissão (restrição corte de carga);
- A duração média anual de interrupções consecutivas para obras na rede de distribuição pública geridas pela ERDP;
- O número total de instalações de consumidores conectados por LV em 31 de Dezembro.

São considerados eventos excepcionais:

- Destruição devido à guerra, tumultos, saques, sabotagem, ataques, atos criminosos;
- Danos causados por acidentes e eventos que não podem ser controlados, causados por terceiros, tais como incêndios, explosões e acidentes de avião;

- Desastres naturais definidos pela lei francesa (No. 82-600 alterada, datada de 13 de julho de 1982 e modificações);
- Indisponibilidade súbita, não programada e simultânea de várias instalações de produção ligadas à rede de transmissão;
- Desconexão de estruturas determinadas por autoridades públicas sobre as razões de segurança pública ou de polícia, se esta decisão não é devido à ação ou omissão do operador da rede pública de eletricidade;
- Fenômenos atmosféricos, de carácter excepcional no que diz respeito ao seu impacto sobre as redes, caracterizado por uma probabilidade anual de incidência de menos de 5% para a área geográfica dada quando, pelo menos, 100.000 usuários finais atendidos pela transmissão e redes de distribuição / ou ficarem sem electricidade em um dia e, pela mesma razão.

De forma complementar, também são acopanhados parâmetros relativos ao atendimento aos clientes (Qualidade de Serviço). Para a ERDF a qualidade é acompanhada de duas maneiras:

- Indicadores com incentivos financeiros;
- Indicadores objeto de um acompanhamento;

São indicadores com incentivos financeiros:

a) Compromissos agendados não respeitados pela ERDF

Objetivo: Acabar com 100% dos compromisos não atendidos

Incentivo: O montante de multas idênticas às que faturados pela ERDF em caso de não execução de uma ação planejada devido ao usuário ou fornecedor (ausência de compromissos, etc.)

b) Taxa de comissionamento com a visita concluída dentro do prazo solicitado

Objetivo Base: 85% dos comissionamentos dentro do prazo (para 2015)

Objetivo Alvo: 90% dos comissionamentos dentro do prazo (para 2015)

Incentivo:

Penalidade: 40.000 € por ano civil, por décimo de ponto abaixo do objetivo básico

Bônus: 40.000 € por ano civil, por décimo de um ponto abaixo do objetivo alvo

c) Taxa de leitura de energia e leitura remota

Objetivo Base: 94,8% de leitura por ano

Objetivo Alvo: 95,2% de leitura por ano

Incentivo:

Penalidade: 40.000 € por ano civil, por décimo de ponto abaixo do objetivo básico

Bônus: 40.000 € por ano civil, por décimo de um ponto abaixo do objetivo alvo

d) Prazo de envio das curvas de carga (medidas a cada meia-hora) ao regulador

Objetivo Base: 96% entregues no ano

Objetivo Alvo: 100% entregues no ano

Incentivo:

Penalidade: 5.000 € por ano civil, por décimo de ponto abaixo do objetivo básico

Bônus: 50.000 € por ano civil, se a performance for 100%

e) Taxa de resposta às reclamações no prazo de 15 dias corridos

Objetivo: 87% atendidas no ano (de 2015)

Incentivo:

Penalidade: 40.000 € por ano civil, por décimo de ponto abaixo do objetivo

f) Número de pedidos processados dentro de um prazo de 30 dias

Objetivo: 100% dos pedidos processados

Incentivo:

Penalidade: 30 € para cada pedido não processado em até 30 dias

g) Número de multas pagas para o envio de proposta de conexão fora do prazo

Objetivo: 100% dos envios dentro do prazo

Incentivo:

Penalidade: 30 € para conexões BT <= 36kVA

100 € para conexões coletivas BT <= 36kVA

1000 € para conexões AT

h) Número de multas pagas para o fornecimento de ligações não realizadas na data acordada com o usuário

Objetivo: 100% das ligações disponíveis até a data acordada

Incentivo:

Penalidade: 50 € para conexões BT <= 36kVA

150 € para conexões coletivas BT <= 36kVA

1500 € para conexões AT

i) Taxa de disponibilidade do portal da empresa

Objetivo Base: 96% por semana

Objetivo Alvo: 100% por ano

Incentivo:

Penalidade: 10.000 € por semana, abaixo do objetivo básico

Bônus: 40.000 € por ano civil, por décimo de um ponto abaixo do objetivo alvo

Os indicadores objeto de acompanhamento acompanham ações diversas das ERDF, como intervenções, relação com usuários, relação com fornecedores, leitura, faturamento e conexões. São compostos de diversos indicadores a serem monitorados em base mensal ou quadrimestral, sendo apenas indicativos, ou seja, não são passíveis de penalidade.

14 SUÉCIA

14.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

O setor elétrico na Suécia é segmentado em geração, transmissão, distribuição e comercialização, sendo que a transmissão e a distribuição são monopólios naturais regulados.

A geração possui quatro grandes companhias no comando: *Vattenfall AB*, *E.ON Sverige AB*, *Fortum Power and Heat AB*, *Statkraft Sverige AB*. O Estado administra, por meio da *Vattenfall*, aproximadamente 40% do total da capacidade de geração no país. Proprietários não-suecos detêm outros 40%, enquanto municípios suecos possuem 12% de participação e outros, 8%.

Os três maiores geradores de eletricidade, *Vattenfall, Fortum e E.ON Sverige*, detinham o 86% da geração em 2008, mas em 2012 a participação destes caiu para o 79%. Essa redução foi resultado do impulso à entrada de novos geradores, principalmente no setor eólico e nos biocombustíveis[212].

A transmissão é controlada pela estatal *Svenska Kraftnät*, que administra e opera as linhas de eletricidade e instalações associadas para a transmissão de eletricidade de alta voltagem (220KV e 400KV), incluindo interligações fronteiriças de propriedade do Estado sueco.

Com a separação de comercialização e transmissão, a *Svenska Kraftnät* tornou-se um TSO (operador de transmissão) separado do restante das atividades energéticas em 2012. Por efeito da preocupação governamental pela divisão administrativa das atividades energéticas, a *Svenska Kraftnät* e a *Vattenfall* (também de propriedade estatal) são governadas por dois ministérios diferentes[213].

Na atividade de distribuição, em 2011, havia cinco operadores de redes de distribuição regionais e cerca de 170 operadores de redes de distribuição locais. Desde a liberalização do mercado e a desregulação em 1996, na sequência de fusões e aquisições, o número de comercializadores elétricos no mercado da Suécia caiu de 3.000 para 120 em 2011.

Vale destacar que algumas das empresas que participam da atividade de geração também participam da atividade de comercialização ao cliente final. Assim, em 2010, as empresas com maior participação na comercialização de energia foram a Vattenfall com 22%, a E.ON com 19% e a Fortum com 12%,

[212] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[213] A *Svenska Kraftnät* é administrada pelo Ministry of Enterprise, Energy and Communications e a *Vattenfall* é de responsabilidade do Ministry of Finance.

cada uma com mais de 800.000 clientes[214]. Também existem pequenos comercializadores, que chegam a ter menos de 1000 clientes.

Marco Institucional

Na Suécia, além de entidades privadas, existem instituições que foram criadas para zelar pelo bom funcionamento do setor elétrico:

a) *Swedish Energy Agency*[215], do *Ministry of Enterprise, Energy and Communications*, é a agência governamental para tratar de políticas nacionais de energia. A missão da entidade é promover o desenvolvimento do sistema energético do país de forma ecológica e sustentável. Para isso, busca energia a preços competitivos e uma geração que cause o menor impacto às pessoas e ao meio ambiente. Assim, a agência impulsiona o uso de energias renováveis na matriz, desenvolvimento tecnológico, o uso racional da energia e a mitigação de mudanças climáticas.
b) *Energy Markets Inspectorate*[216] é a autoridade regulatória da atividade elétrica na Suécia, atuando como uma agência sob o *Ministry of Enterprise, Energy and Communications* desde 2008. Esta entidade deve: monitorar o desenvolvimento do mercado energético, incluindo a transparência dentro do mercado atacadista.
c) *Svenska Kraftnät*[217] é a proprietária, opera e desenvolve a rede de alta tensão sueca. É a responsável por manter o equilíbrio de oferta e demanda de energia, bem como por prezar pela segurança operacional do sistema elétrico do país.
d) *Swedish Competition Authority*[218] é responsável por assegurar a competição justa sob o *Competition Act* e o Tratado da União Europeia, para que nenhum agente de mercado tenha uma posição dominante que prejudique a concorrência na eletricidade.
e) *Swedish Financial Supervisory Authority*[219] supervisiona o mercado financeiro da Suécia. Recentemente, as fiscalizações de mercado da negociação física e financeira no *Nord Pool Spot* foram separadas.
f) *Swedish Consumer Energy Markets Bureau*[220], criado sob a tutela do *Energy Markets Inspectorate*, em 2011, tem o objetivo de aconselhar e orientar os consumidores de energia elétrica que enfrentam problemas com distribuidores e comercializadores.

[214] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[215] Swedish Energy Agency (2013).
[216] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[217] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[218] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[219] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[220] Swedish Consumer Energy Markets Bureau (2014).

g) *VINNOVA*[221], *Swedish Governamental Agency for Innovation Systems*, tem a missão de promover a inovação para um crescimento sustentável a fim de beneficiar a economia e a sociedade. Para isso, financia P&Ds e sistemas de inovações.
h) *Swedish Safety Board*[222], também do *Ministry of Enterprise, Energy and Communications*, tem por missão fiscalizar a segurança no fornecimento elétrico.

A Suécia realiza trabalhos de cooperação internacional, principalmente dentro do mercado nórdico de intercâmbio de energia. O regulador coopera com outras autoridades reguladoras da região nórdica através do *Nordic Energy Regulators (NordREG)* e da União Europeia pela CEER, *Agency for the Cooperation of Energy Regulators and Council of European Energy Regulators*. A Suécia também participa do *Insight Council,* criado pela *Nord Pool Spot* para monitorar atividades nas *bidding areas*[223], composto por representantes suecos, finlandeses, noruegueses, dinamarqueses e estonianos, bem como por administradores do próprio mercado spot nórdico.

Com a desregulação em 1996 e a criação de um mercado comum de eletricidade nórdico, o sistema de eletricidade na Suécia passou a ser considerado um modelo para a liberalização de mercado e integração regional. O mercado elétrico sueco é completamente liberalizado. Assim, os consumidores são livres para escolher o próprio fornecedor e não há preços regulados para a comercialização de eletricidade, mas apenas tarifas para o acesso à rede de transmissão e distribuição que são reguladas *ex ante* desde janeiro de 2012[224].

Os preços no mercado de varejo são obtidos através da concorrência entre os comercializadores, já que não há regulação elétrica de preços na Suécia. Dada a baixa participação dos combustíveis fósseis na matriz nacional, os preços do varejo refletem, principalmente, os preços do mercado atacadista, bastante influenciado pela hidrologia[225]. Os consumidores suecos podem escolher contratos por tempo indeterminado, preço variável e preço fixo por um, dois ou três anos. Todas as tarifas incluem o preço da eletricidade (36%), custo da rede ou taxas de transmissão (19%), impostos fiscais (42%) e preço de certificados de eletricidade[226] (3%)[227].

[221] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[222] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[223] Áreas com um preço spot estabelecido.
[224] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[225] Energy Policies of IEA Countries Sweden (2013).
[226] Criado para promover um sistema de suporte à geração de eletricidade renovável, incidindo na tarifa elétrica.
[227] Energy Price Market (2013).

14.2 Modelo Tarifário[228] [229] [230]

De 1996 até os dias atuais houve um processo de evolução do modelo regulatório e na definição das tarifas de distribuição e transmissão de energia elétrica. O primeiro modelo regulatório aplicado no país para essas atividades seguia os princípios do custo de serviço. A combinação de uma regulação por custo de serviço e o fato de boa parte das distribuidoras pertencerem às municipalidades (propriedade pública) tinham como consequência a aplicação de uma regulação mais suave, onde poucas medidas de incentivo a melhoria da *performance* eram aplicadas.

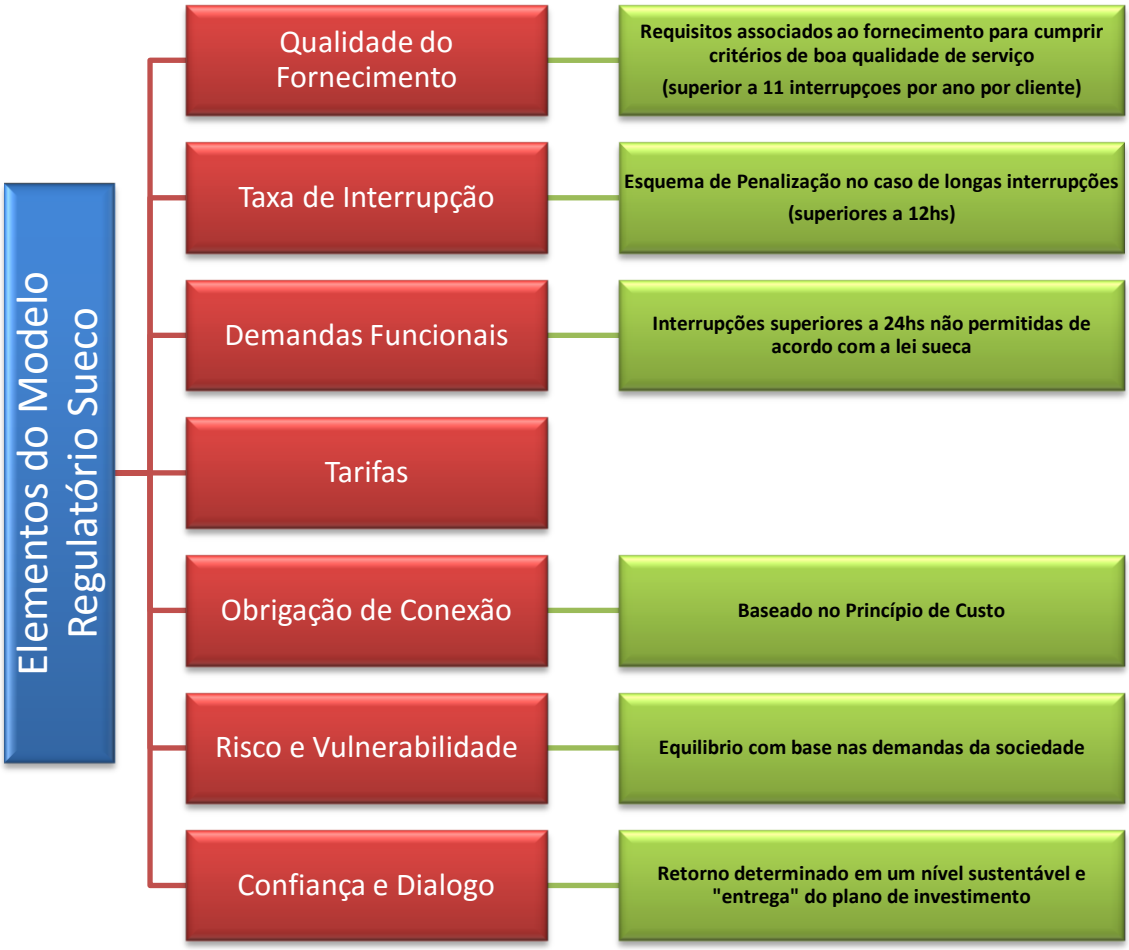
Em linhas gerais, o modelo de custo de serviço era aplicado seguindo um procedimento *ex post*, onde primeiro as empresas determinavam suas tarifas, podendo o regulador, por iniciativa própria ou devido às reclamações dos consumidores, analisar a pertinência das mesmas. Somente a partir de 2005 o Regulador sueco começou a implementar um esquema de incentivos regulatórios. Dentro desse novo contexto, as receitas das distribuidoras de energia elétrica eram confrontadas com o custo calculado a partir de um modelo *cost norm*[231] de engenharia. O modelo de uma rede eficiente é intitulado *Net Performance Assessment Model* NPAM. No entanto, o referido modelo recebeu forte criticas da Comissão Europeia devido à falta de segurança jurídica para seu uso, sendo abandonado no ano de 2009. Devido a esse contratempo, o regulador desenvolveu um novo modelo para o período regulatório 2012-2015. No período regulatório 2012-2015, uma regra de transição foi aplicada para o novo modelo ex-ante, onde 1/3 da receita das distribuidoras estariam baseadas no modelo atual, a ser apresentado em seguida, e 2/3 da receita estariam baseados na receita histórica, como veremos mais adiante. Desde o início do processo de desregulamentação do mercado, o modelo regulatório sueco sofreu mudanças constantes, e espera-se que mudanças consideráveis ocorram também no modelo regulatório a ser aplicado no próximo ciclo (2016-2019).

Os princípios do atual modelo regulatório sueco seguem uma metodologia *revenue cap ex-ante*, com períodos regulatórios de 4 anos, incluindo uma abordagem de custo padrão. Os principais elementos inseridos no modelo regulatório são os apresentados na Figura **61**. Como pode ser observado, os elementos da regulação das atividades de distribuição vão além de somente se calcular as receitas permitidas de uma determinada DSO[232]. São também

[228] Nordic Energy Regulators (2011). Economic regulation of electricity grids in Nordic countries.
[229] Perin (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe.
[230] E´On (2014) E´ON's European distribution business – Powering the energy system transformation.
[231] Modelo *Cost Norm* usa benchmark para definir os custos eficientes da empresa
[232] DSO: *Distribution System Operator*

considerados os aspectos de qualidade de serviço e o atendimento a demandas da sociedade.

Figura 61 – Elementos Principais do Modelo Regulatório Sueco


Elementos do Modelo Regulatório Sueco
Qualidade do Fornecimento
Requisitos associados ao fornecimento para cumprir critérios de boa qualidade de serviço
(superior a 11 interrupçoes por ano por cliente)
Taxa de Interrupção
Esquema de Penalização no caso de longas interrupções
(superiores a 12hs)
Demandas Funcionais
Interrupções superiores a 24hs não permitidas de acordo com a lei sueca
Tarifas
Obrigação de Conexão
Baseado no Princípio de Custo
Risco e Vulnerabilidade
Equilibrio com base nas demandas da sociedade
Confiança e Dialogo
Retorno determinado em um nível sustentável e "entrega" do plano de investimento

Fonte: Elaboração Própria com base em E-ON (2014)

14.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[233] [234] [235]

O processo de definição das tarifas de distribuição de energia elétrica é elaborado seguindo o conceito de "*building blocks*" das receitas permitidas. Os quatro eixos centrais do conceito são: base de remuneração regulatória, os investimentos, custos operacionais permitidos e uma medida de qualidade (bônus/penalização).

[233] Wik-Consult (2011). Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries.
[234] Central Research Institute of Electric Power Industry (2009). Electricity Market Reforms in the Nordic Countries.
[235] Nordic Energy Regulators (2011). Economic regulation of electricity grids in Nordic countries.

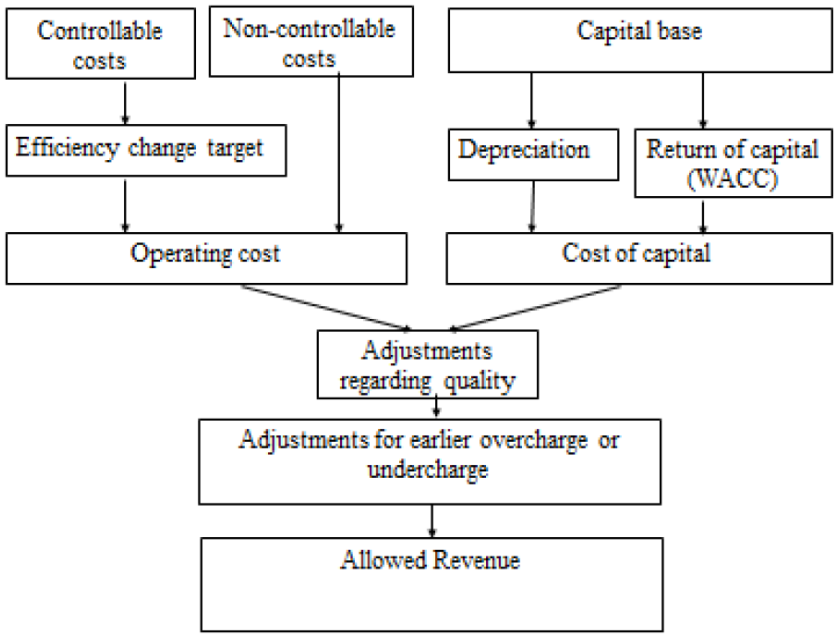
Figura 62 – Componentes do Building Blocks

Fonte: Elaboração Própria com base em E-ON (2014)

A estrutura do modelo regulatório sueco está organizada com base em diferentes itens de custo. Primeiramente, os custos são divididos em custo do capital e custo operacional. Os custos operacionais são então subdivididos em custos gerenciáveis e não gerenciáveis. É somente sob os custos gerenciáveis que a meta de eficiência é aplicada. Os custos não gerenciáveis são os encargos que a DSO paga para estarem conectados ao sistema de transmissão, encargos que o governo coleta para o financiamento da regulação do mercado elétrico e também para o financiamento da agência reguladora. Outro custo que poderia ser considerado gerenciável, mas no caso sueco é considerado temporariamente como custo não gerenciável são as perdas do sistema.

No caso do custo do capital, a determinação da base de remuneração representa parte crucial do processo, e a remuneração dos investimentos é realizada por meio do cálculo da taxa de retorno aplicando a metodologia da WACC. Para a determinação das componentes de qualidade são considerados os dados históricos de *System Average Interruption Duration Index* - SAIDI e *System Average Interruption Frequency Index* - SAIFI, e o resultado da qualidade do serviço depois do período regulatório é comparada com o valor histórico e o retorno do capital é ajustado em relação à mudança da qualidade.

Figura 63 – Estrutura do Modelo Regulatório Sueco



Fonte: NordReg (2011)

Custos Operacionais

Os custos operacionais gerenciáveis permitidos estão baseados na média dos custos operacionais reais auditados da contabilidade para o período de 4 anos anteriores a revisão, sendo aplicados sobre eles ajustes anuais, que consideram o índice inflacionário do custo específico da distribuição e um fator geral de eficiência.

O fator geral de eficiência (fator X) foi fixado em 1% a partir de uma análise da evolução da produtividade para o período compreendido entre 2001-2008 no setor de distribuição sueco, elaborado considerando análise de regressão, SFA e DEA. O input do modelo foi o custo gerenciável e três outputs foram considerados, sendo eles o número de consumidores, a extensão das linhas e cabos e a capacidade instalada de transformadores. Não foram incluídas variáveis ambientais nos modelos. A não inclusão da energia elétrica distribuída no modelo se dá devido a não inclusão das perdas do sistema como custos operacionais.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

A base de remuneração regulatória é calculada com base no valor de substituição de todos os ativos existentes independente da vida útil remanescente do ativo em questão. Para o ciclo regulatório de 2012-2015, a *Regulatory Asset Base* - RAB calculada corresponde a 84% do valor novo de reposição dos ativos. Ou seja, aqui se considera todos os ativos em operação independente de sua vida útil.

Os novos investimentos são incluídos na RAB, no máximo 6 meses após a entrada em operação. A remuneração do capital é calculada com base em anuidades baseadas tanto na tanto na RAB quanto na WACC regulatória. Nenhum requisito de eficiência é aplicado sobre o investimento, no entanto o CAPEX aprovado está associado com a abordagem de custo padrão (consideração das anuidades). Um prazo de depreciação de 40 anos é utilizado para o cálculo das anuidades.

Tratamento Regulatório das Perdas

No senso comum, as perdas nas redes podem ser consideradas despesas controláveis no longo prazo. No entando, no curto prazo (o período regulatório é considerado curto prazo) as distribuidoras têm oportunidades limitadas para influenciar os seus custos para perdas na rede, enquanto que no médio e longo prazos as perdas podem ser controladas tanto por concorrência quanto por investimentos em melhoria da rede. Com essa visão, o regulador sueco estabeleceu que as perdas no ciclo regulatório estariam inseridas dentro dos

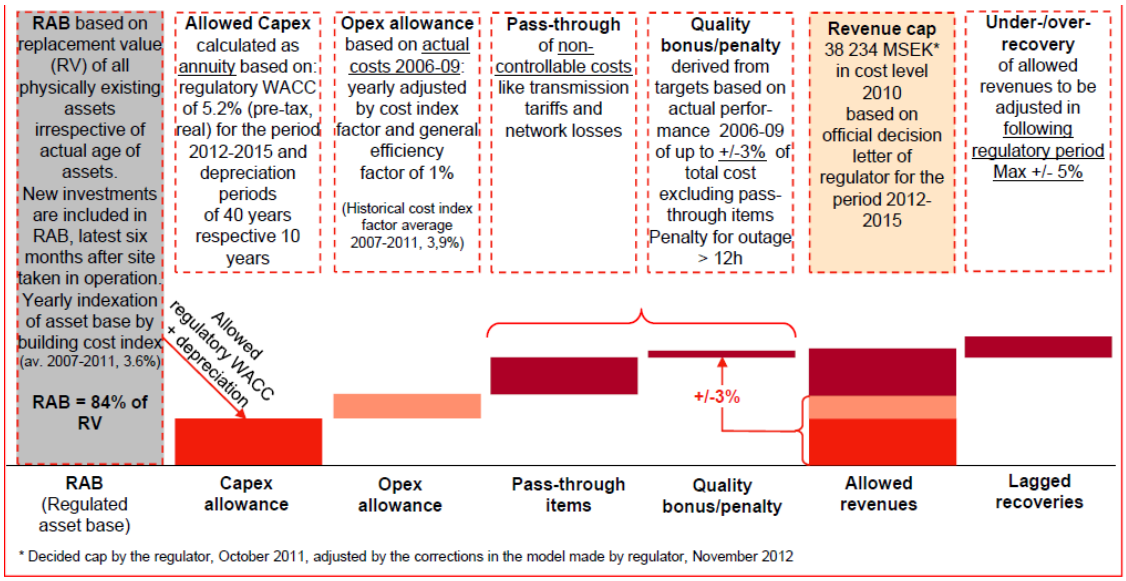
"custos não gerenciáveis", adotando, assim, um mecanismo de *pass through* para seu reconhecimento tarifário, sem qualquer adição de critérios de eficiência. Dito de outra forma, as perdas na Suécia são tratadas como não gerenciáveis no cálculo dos limites de receita (*revenue cap*).

No entanto, a energia elétrica para a "cobertura" das precisa ser adquirida pela empresa distribuidora. De acordo com a Lei de Eletricidade essa energia elétrica deve ser adquirida em um leilão competitivo. Ou seja, cota-se os valores para aquisição dessa energia elétrica junto a geradores das mais diversas fontes e adquire-se do gerador que apresentar o melhor preço. De acordo com o Regulador, a aplicação de um esquema competitivo para a aquisição da energia elétrica para cobrir as perdas de energia já levariam automaticamente a uma situação onde o montante financeiro de perdas a ser reconhecido já poderia ser considerado ótimo.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Por fim, é incluída uma componente de qualidade de serviço dentro do conceito de building blocks, onde metas de qualidade são definidas considerando a performance da distribuidora no período de 2006-2009. Além disso, as penalidades/bônus possuem um limite de incidência, sendo o teto de +/- 3% dos custos totais anuais (excluídos custos de transmissão e perdas da rede). São também aplicadas penalidades no caso da ocorrência de interrupções no fornecimento superiores a 12 horas.

Figura 64 – Ilustração Esquemática do Processo de Definição da Tarifa de Distribuição


RAB based on replacement value (RV) of all physically existing assets irrespective of actual age of assets. New investments are included in RAB, latest six months after site taken in operation. Yearly indexation of asset base by building cost index (av. 2007-2011, 3.6%)
RAB = 84% of RV
Allowed Capex calculated as annuity based on: regulatory WACC of 5.2% (pre-tax, real) for the period 2012-2015 and depreciation periods of 40 years respective 10 years
Opex allowance based on actual costs 2006-09: yearly adjusted by cost index factor and general efficiency factor of 1%
(Historical cost index factor average 2007-2011, 3,9%)
Pass-through of non-controllable costs like transmission tariffs and network losses
Quality bonus/penalty derived from targets based on actual performance 2006-09 of up to +/-3% of total cost excluding pass-through items Penalty for outage > 12h
Revenue cap 38 234 MSEK* in cost level 2010 based on official decision letter of regulator for the period 2012-2015
Under-/over-recovery of allowed revenues to be adjusted in following regulatory period Max +/- 5%
Allowed regulatory WACC + depreciation
+/-3%
RAB (Regulated asset base)
Capex allowance
Opex allowance
Pass-through items
Quality bonus/penalty
Allowed revenues
Lagged recoveries
* Decided cap by the regulator, October 2011, adjusted by the corrections in the model made by regulator, November 2012

Fonte: E-ON (2014)

15 FINLÂNDIA

15.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor

O setor elétrico da Finlândia foi aberto à competição gradualmente logo após a aprovação da *Electricity Market Act (386/1995)*[236]. Assim, desde 1998 todos os consumidores são livres para escolher o seu provedor de energia elétrica.

Neste contexto, o sistema elétrico da Finlândia é conformado por geradores, pela rede de transmissão central, pelas redes locais, pela rede de distribuição, pelos comercializadores e pelos consumidores de energia elétrica[237].

A atividade de geração é uma atividade em regime de concorrência, na qual as plantas geradoras com capacidade maior a 1MW devem se cadastrar no *Energy Market Authority*. Assim a expansão do sistema é realizada pelos investidores em função dos sinais do mercado . Em 2012 existiam aproximadamente 400 geradores[238]. Já as atividades de transmissão e distribuição são monopolísticas e requerem a autorização do *Energy Market Authority*[239].

Na Finlândia podem-se dividir as redes de transmissão entre rede de transmissão central e redes regionais[240].

A rede de transmissão central de alta voltagem faz parte do sistema integrado nórdico.[241] A *Fingrid* tem a responsabilidade de operar o sistema de transmissão central tanto tecnicamente quanto financeiramente. O sistema de transmissão central é conformado por linhas de alta voltagem, de 110KV, 220KV e 440KV[242].

A *Fingrid* está dividida em:

- *Fingrid's Main Grid Control Centre*, responsável pela operação do sistema central de transmissão e pela administração do mercado de diferenças na Finlândia.
- *Fingrid's regional offices,* responsáveis da coordenação das interrupções da rede e do planejamento das interrupções necessárias[243].

Os proprietários das redes de distribuição têm a responsabilidade de manter, ampliar, operar e garantir a confiabilidade do sistema.[244] Em 2012 existiam 95

[236] Ministry of Employment and Economy (2014).
[237] Fingrid (2014).
[238] Energiamarkkinavirasto (2012).
[239] Ministry of Employment and Economy (2014).
[240] Fingrid (2014).
[241] Fingrid(2014).
[242] Fingrid(2014).
[243] Fingrid(2014).
[244] Fingrid(2014).

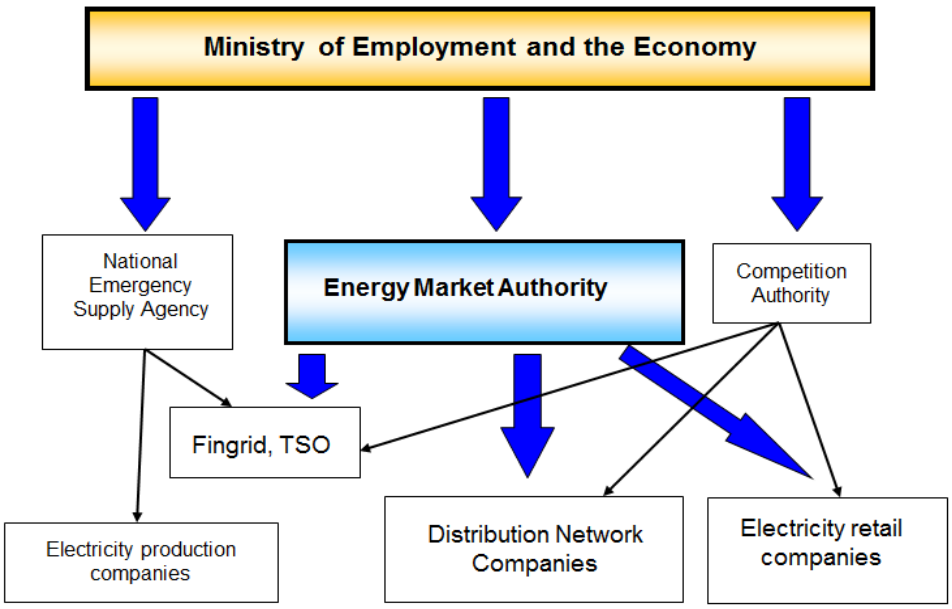
operadores de redes de distribuição entre municipalidades e empresas privadas[245].

Por fim, existem na Finlândia 70 comercializadores de energia elétrica que vendem energia para os consumidores finais, principalmente residenciais[246].

Marco Institucional

No setor elétrico da Finlândia, além das empresas privadas, existem várias instituições e entidades, conforme a Figura 65.

Figura 65: Entidade e instituições do setor elétrico da Finlândia: 2012



Fonte: Energiamarkkinavirasto (2012)

a) *Ministery of Employment and Economy*, encarregado da política energética da Finlândia. Este ministério também é responsável por promover a eficiência energética, assim como o uso de fontes renováveis para atingir as metas da política de mudança climática[247].
b) *The Energy Market Authority (EMV)*. A função desta entidade é regular e promover o funcionamento do mercado de eletricidade e gás natural contribuindo ao cumprimento das metas ambientais. Entre suas responsabilidades está a de supervisionar o mercado atacadista de energia, monitorar a segurança no suprimento, supervisionar a emissão de CO_2[248] e definir as tarifas das redes de transmissão e distribuição[249].

[245] Energiamarkkinavirasto (2012).
[246] Energiamarkkinavirasto (2012).
[247] Ministry of Employment and Economy (2014).
[248] Energiamarkkinavirasto (2012).
[249] IEA (2013) – Energy Policies of IEA Countries: Finland 2013 Review (p. 118).

c) *Fingrid*: é responsável pela operação, manutenção e planejamento da rede central de transmissão, assim como pela administração do balanço de energia entre a oferta e a demanda real, hora a hora[250].
d) *National Emergency Supply Agency*, que tem a função de adotar medidas para garantir a segurança da oferta em diversos setores de infraestrutura e serviços considerados fundamentais, como eletricidade[251].
e) *Competition Authority* é a entidade encarregada de proteger a livre concorrência nos mercados, entre eles o mercado de energia elétrica, restringindo as atitudes não competitivas como a formação de cartel, poder de mercado e outras segundo o estabelecido na *Competition Act*[252].

O mercado elétrico da Finlândia está dividido entre o mercado atacadista e o mercado de varejo. No mercado de varejo os consumidores finais assinam contrato com os comercializadores, podendo ter estes contratos uma duração máxima de dois anos[253].

No que diz respeito ao mercado atacadista, a Finlândia pertence ao mercado elétrico nórdico, *Nord Pool Spot*, junto com Noruega, Suécia e Dinamarca.

Os preços da rede de transmissão e distribuição são fixados pelo regulador, *Energy Market Authority*. A metodologia de fixação de preços da rede é revista a cada quatro anos pelo regulador, que define a nova metodologia e as tarifas máximas a serem cobradas pelo uso da rede, assim como também estabelece parâmetros de qualidade[254].

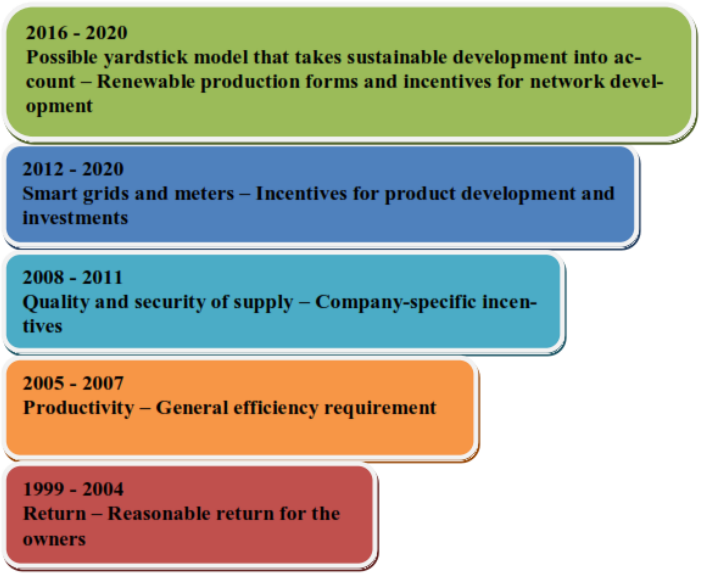
O preço para os consumidores finais de energia depende do tipo de consumidor. Os grandes consumidores preferem, em geral, comprar energia diretamente no mercado atacadista, enquanto os pequenos consumidores assinam contratos com os comercializadores de energia, os quais podem definir o preço livremente, uma vez que atuam em regime de concorrência.

[250] Fingrid (2014).
[251] National Emergency Supply Agency (2013).
[252] Finnish Competition Authority, (2013).
[253] Energiamarkkinavirasto (2012).
[254] IEA (2013) – Energy Policies of IEA Countries: Finland 2013 Review (p. 131).

15.2 Modelo Tarifário[255] [256] [257]

Antes de apresentar o modelo tarifário atualmente aplicado, faz-se uma análise da evolução dos modelos tarifários empregados no país desde o ano de 1999. A **Figura 66** apresenta a evolução do modelo regulatório aplicado na Finlândia de 1990 até os dias atuais.

Figura 66: Evolução do Esquema Regulatório Revisão Tarifária na Finlândia


2016 - 2020
Possible yardstick model that takes sustainable development into account – Renewable production forms and incentives for network development
2012 - 2020
Smart grids and meters – Incentives for product development and investments
2008 - 2011
Quality and security of supply – Company-specific incentives
2005 - 2007
Productivity – General efficiency requirement
1999 - 2004
Return – Reasonable return for the owners

Fonte: NordREG

Somente a partir de 2005, começou-se a aplicar um modelo regulatório onde critérios de eficiência gerais eram considerados. Antes dessa data, o modelo aplicado para a regulação era um modelo de taxa de retorno usual. Em 2005 iniciou o primeiro ciclo de revisões tarifárias no país. O primeiro ciclo de revisão foi, excepcionalmente, de três anos. Os demais ciclos foram todos de 4 anos.

Foi a partir do segundo ciclo de revisões (2008-2011) que a regulação por incentivos foi implantada no modelo regulatório finlandês, com medidas de incentivo a qualidade de serviço e à segurança do suprimento. Com o terceiro e o quarto períodos regulatórios (que ainda está por vir) incentivos às redes inteligentes (smart grid solutions) e à medição eletrônica foram introduzidas no modelo. Para o próximo período tarifário o Regulador espera construir um modelo de competição referencial que leve em consideração questões de

[255] Nordic Energy Regulators (2011). Economic regulation of electricity grids in Nordic countries.
[256] Perrin (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe.
[257] Joenpolvi et al (2015). Electricity Regulation 2015. Finlândia.

desenvolvimento sustentável na formação do modelo. A adoção dessa estratégia regulatória está alinhada com as metas do pacote 20/20/20 da União Europeia.

Estamos atualmente no 3º ciclo regulatório, iniciado no ano de 2012, com data de término no ano de 2015. O modelo regulatório aplicado atualmente na Finlândia pode ser considerado um modelo híbrido, sendo o mesmo uma junção de um modelo revenue cap com o modelo de rate of return. O modelo *revenue cap* é aplicado para o tratamento do OPEX enquanto o modelo de *rate of return* é aplicado para o tratamento do CAPEX.

O regulador utiliza o modelo regulatório cujo objetivo é limitar o lucro com base no retorno permitido ao investimento. Ou seja, o Regulador determina a taxa de retorno razoável para o investimento no serviço de distribuição enquanto as distribuidoras definem elas próprias as tarifas a serem praticadas.

Como mencionado no início do subitem, em 2004, a EMV redefiniu suas práticas regulatórias com o estabelecimento de um modelo de regulação que corresponde a um misto do *modelo revenue cap* com o modelo de *rate of return* tanto para a distribuição quanto para a transmissão de energia elétrica. Desta forma, o primeiro período tarifário foi estabelecido para 2005-2007 e o segundo aos anos 2008-2011. A diferença entre os modelos aplicados no primeiro e no segundo período regulatório, está na inserção da regulação por incentivos. Foi nesse momento que foi introduzido critérios de qualidade de fornecimento no modelo, além de medidas de eficiência individuais para cada uma das empresas.

A definição dos critérios e procedimentos regulatórios a serem adotados pelo EMV no terceiro processo de revisão tarifária (2012-2015) iniciou em novembro de 2009, em estudo conjunto desenvolvido pelo Ministério de Emprego e Economia e o Regulador. Em novembro de 2011, a EMV definiu as políticas regulatórias para a terceira revisão.

O 3º ciclo de revisão tarifárias não implicou em modificações profundas com relação ao modelo anteriormente aplicado, tendo sido somente incluídas novas considerações sobre o incentivo de inovações e novos investimentos na rede.

Para o período subsequente (4º período tarifário) se prevê a introdução de modelos que consideram mais que somente a qualidade do serviço também questoes associadas a implantação de redes inteligentes e medição eletrônica e a consideração de questões de desevolvimento sustentável e uso de fontes renováveis no modelo de *Yardstick Competition*.

15.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[258] [259] [260] [261] [262]

A Figura 67 corresponde a apresentação do modelo regulatório aplicado durante o 3º ciclo de revisões tarifarias no país. No método aplicado pelo regulador, o mesmo soma os lucros realizados ajustados de todos os anos do período regulatório e deduz do mesmo a soma do retorno razoável para os anos correspondentes. Em outras palavras, a taxa de retorno justa é subtraída do lucro real ajustado anualmente, resultando em excedente ou déficit. Ao final do período regulatório, o total de 4 anos de excedente ou déficit é calculado, sendo a distribuidora obrigada a compensar o excedente ou o déficit no seu preço no período regulatório subsequente.

A equação de cálculo do ajuste da conta de lucros e perdas, como apresentado pelo lado direito da Figura 67, soma ao lucro operacional (ou do prejuízo operacional) a alteração líquida nos encargos de conexão, o aluguel da rede e depreciação reduzindo os incentivos ao investimento, a melhoria da qualidade de serviço, a eficiência e a inovação. Esse resultado correspondente ao lucro ou prejuízo real ajustado é contrastado com o taxa de retorno razoável.

A taxa de retorno razoável (lado esquerdo da Figura 67) é calculada considerando o somatório do valor presente líquido da rede de distribuição de energia elétrica com outros capitais ajustados investidos na rede elétrica. O valor resultante desse somatório é o capital ajustado investido na rede elétrica. Esse valor é multiplicado pelo custo de capital (WACC) obtendo assim a taxa de retorno razoável.

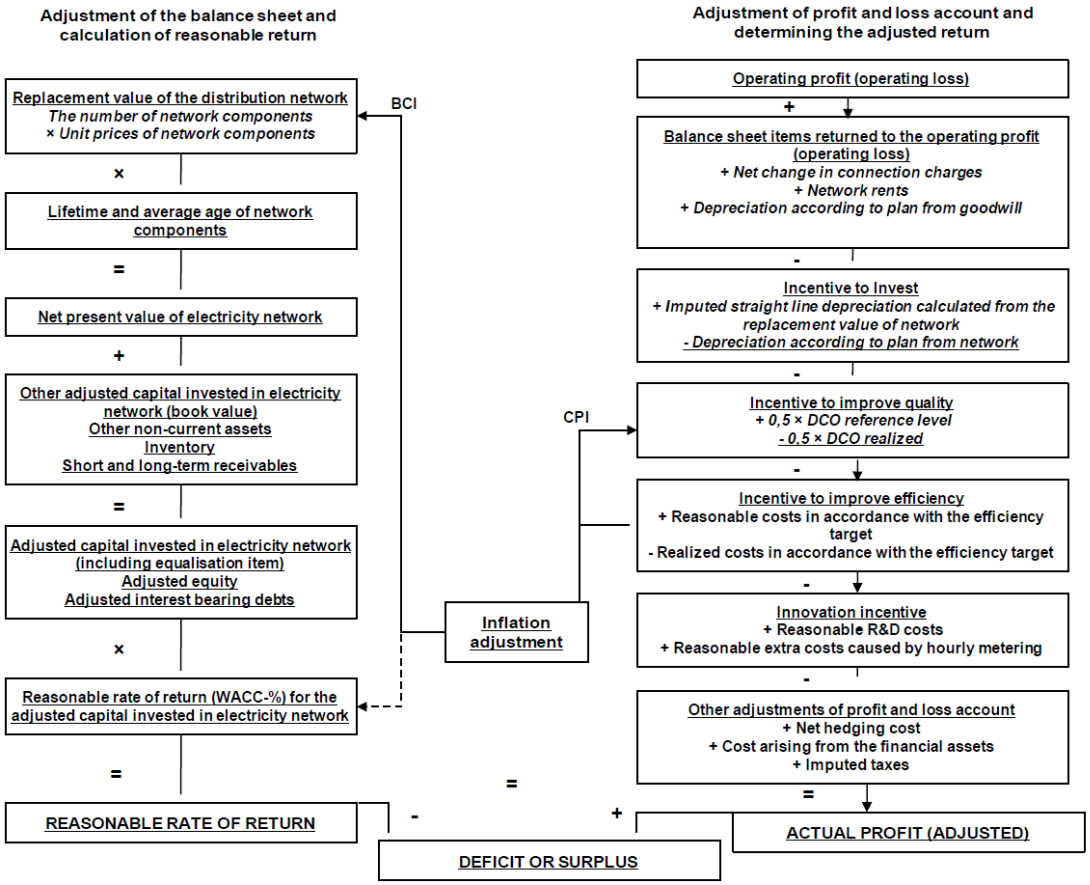
Especificamente para o cálculo do valor presente líquido da rede de distribuição de energia elétrica são consideradas informações do valor de substituição da rede de distribuição (número de componentes de rede multiplicado multiplicados pelos preços unitários dos componentes de rede) multiplicadas pela vida útil e o tempo médio de vida dos referidos componentes. Os outros capitais ajustados investidos na rede elétrica são considerados com base no seu valor contábil inventariado.

No final do período regulatório, o total de superávit ou déficit dos quatro anos é calculado pelo somatório dos superávits ou déficits de cada um dos anos do

[258] Energimarknadsverket (2011). Regulation Methods for the Assessment of Reasonableness in Pricing of Electricity Distribution Network Operations and High-Voltage Distribution Network Operations in The Third Regulatory Period.
[259] Energy Market Authority (2013). Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015.
[260] Wik-Consult (2011). Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries.
[261] Nordic Energy Regulators (2011). Economic regulation of electricity grids in Nordic countries.
[262] Perrin (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe.

período, sendo os mesmos compensados na determinação da tarifa cobrada no período regulatório subsequente. Em linhas gerais o modelo faz uma equalização entre o ajuste do balanço e cálculo da taxa de retorno razoável.

Figura 67 – Estrutura do Modelo Regulatório para a Distribuição no 3º ciclo


Adjustment of the balance sheet and calculation of reasonable return
Adjustment of profit and loss account and determining the adjusted return
Replacement value of the distribution network
The number of network components
× Unit prices of network components
BCI
×
Lifetime and average age of network components
=
Net present value of electricity network
+
Other adjusted capital invested in electricity network (book value)
Other non-current assets
Inventory
Short and long-term receivables
=
Adjusted capital invested in electricity network (including equalisation item)
Adjusted equity
Adjusted interest bearing debts
×
Reasonable rate of return (WACC-%) for the adjusted capital invested in electricity network
=
REASONABLE RATE OF RETURN
Inflation adjustment
CPI
Operating profit (operating loss)
+
Balance sheet items returned to the operating profit (operating loss)
+ Net change in connection charges
+ Network rents
+ Depreciation according to plan from goodwill
-
Incentive to Invest
+ Imputed straight line depreciation calculated from the replacement value of network
- Depreciation according to plan from network
-
Incentive to improve quality
+ 0,5 × DCO reference level
- 0,5 × DCO realized
-
Incentive to improve efficiency
+ Reasonable costs in accordance with the efficiency target
- Realized costs in accordance with the efficiency target
-
Innovation incentive
+ Reasonable R&D costs
+ Reasonable extra costs caused by hourly metering
-
Other adjustments of profit and loss account
+ Net hedging cost
+ Cost arising from the financial assets
+ Imputed taxes
=
ACTUAL PROFIT (ADJUSTED)
=
-
+
DEFICIT OR SURPLUS

Fonte: NordReg (2011)

O modelo aplicado pela Finlândia tem uma relação direta com os demonstritivos financeios das distribuidoras. Também são considerados no modelo ajustes aos demonstrativos financeiros para incorporar a performance regulatória, capturada com base nos incentivos ao investimento, qualidade, inovação e eficiência. Isso permite que a distribuidora se beneficie de um melhor desempenho ou arque com os custos associados sub-performance regulatória.

Custos Operacionais

O incentivo à eficiência considerado neste esquema tarifário para o cálculo do retorno real ajustado é aplicado sobre os custos totais e combina uma meta de

eficiência geral igual para todas as distribuidoras e uma meta de eficiência específica.

A meta geral é calculada em função da produtividade e do estado do progresso tecnológico do setor, estimada inicialmente em 2003 e definida atualmente em 2,06%.

As metas específicas ajustam o comportamento individual de cada empresa para um desempenho eficiente. Estas metas resultam em uma análise de *benchmarking* sobre os custos e da consideração de um desempenho eficiente na qualidade do serviço.

No cálculo dos custos operacionais parte dele é considerada gerenciável e está sujeito a aplicação de metas de eficiência. Nos períodos tarifários anteriores estas metas de eficiência foram calculadas por meio de um estudo de benchmarking de Análise por Envoltória de Dados (DEA) e Análise Estocástica de Fronteiras (SFA). Para o terceiro período tarifário, a reguladora utilizou o método de benchmarking chamado StoNED (Stochastic Non-SmoothEnvelopment of Data).

Os dados utilizados no modelo StoNED foram verificados no anos de 2005 a 2010, indexados no ano 2010.

O modelo corresponde ao seguinte formato:

$$TOTEX_i = C\ (yi)x \exp(\delta\ z_i + u_i + v_i)$$

Onde,

$TOTEX_i$ = média (ano 2005-2010) dos custos totais de cada DSO, corrigido pela inflação para valores reais de 2010

Onde.

C = Custo da fronteira de produção.

$\bar{y}$ = Vetor de Output de cada DSO (média 2005-2010)

δ = Parâmetro que caracteriza o efeito de cabos subterrâneos nos custos totais (1-70 kV)

$\hat{z}$ = Proporção de cabos subterrâneos (1- 70 kV) sobre o total de comprimento da rede

μ = variável aleatória de custos ineficientes de cada DSO.

V = Ruído estocástico que captura erros de estimação.

O *Input* do modelo surge como uma combinação dos custos operacionais controláveis reais das DSO do período 2005-2010 e metade do valor de DCO (*Disadvantage Caused by supply Outage*) calculados para o ano t.

$$TOTEX_{ref,2005-2010} = \sum_{i\ 2005}^{2010} ((\ KOPEX\ _i + 0{,}5\ x\ DCO_i) \frac{CPI\ _{2010}}{CPI\ _i})$$

Onde,

TOTEX = Média (ano 2005-2010) dos custos totais de cada DSO, corrigido pela inflação para valores reais de 2010

KOPEX = Custos operacionais controláveis realizados pela distribuidora no ano t

DCO = "Dano" por interrupções no fornecimento de energia (*Actual Disadvantage Caused by electricity supply outages*)

CPI= Índices de preços

Como Outputs identificam-se os seguintes pontos:

- Energia fornecida (GWh)
- Comprimento da Rede (km).
- Números de consumidores conectados a rede.

Ao mesmo tempo se incorpora uma variável "contexto" ou ambiental, que identifica as diferenças operativas entre uma rede que opere em zonas rurais ou urbanas:

- Proporção de cabos subterrâneos de média tensão.

Finalmente, o nível de eficiência específica da distribuidora é dado por:

$$TL_i = \frac{TOTEX_i^{2005-2010}}{C_i}$$

Onde,

TL = Porcentagem de eficiência da DSO

Totex = Média (ano 2005-2010) dos custos totais de cada DSO, corrigido pela inflação para valores reais de 2010

C = valor da fronteira estimada dos custos eficientes

Por último, a eficiência específica e eficiência geral se combinam da seguinte forma:

$$X_i = 1 - \sqrt{TL_i}\ x\ (1 - 2{,}06\%)$$

Investimentos – Tratamento e Remuneração

O procedimento de cálculo adotado para a definição da base de remuneração é o do valor presente líquido ao invés de uso dos registros contábeis, porque, segundo o Regulador, o mesmo não necessariamente reflete o valor real de

mercado do capital investido na rede. O valor presente líquido dos ativos é calculado com base no valor novo de reposição aplicando preços unitários de componentes específicos e a vida útil dos ativos. A vida útil dos componentes considerados na base de remuneração varia de 5 a 60 anos. O valor novo de reposição é calculado multiplicando todos os componentes da rede pelos seus respectivos custos unitários. Ou seja, a metodologia se baseia no valor de reposição dos ativos, considerando custos unitários padrão dos componentes que surgem de uma lista elaborada por *Finnish Energy Industries*. A partir destes valores, calcula-se o valor presente líquido, que determina anualmente o valor do capital investido na rede, em função dos preços, antiguidade e vida útil definida para cada componente.

A taxa de retorno utilizada pelo regulador finlandês é calculada com base no modelo da WACC, sendo o mesmo utilizado desde 1999 no país. Os parâmetros aplicados na determinação da WACC são os que seguem.

Figura 68 – Parâmetros da WACC para o Terceiro Ciclo Regulatório

WACC parameter	DSO	TSO
Risk free rate (real value)	10 year Finnish government bond yield (average of previous year May) - inflation component	10 year Finnish government bond yield (average of previous year May) - inflation component
Inflation component (subtracted from nominal risk free rate)	1,0 %	1,0 %
Asset beta	0,4	0,4
Equity beta	0,527	0,844
Market risk premium	5 %	5 %
Premium for lack of liquidity	0,5 %	0,5 %
Capital structure (Debt / Equity)	30 / 70	60 / 40
Tax level	26 %	26 %
Debt premium	1,0 %	1,0 %

Fonte: NorReg (2011)

O retorno razoável é determinado com a aplicação da base regulatória de ativos (BRA) ao custo de capital, determinado como a taxa WACC.

A BRA é determinada como o valor de mercado do custo da rede. A metodologia aplicada para seu cálculo se baseia no valor de reposição dos ativos, considerando custos unitários padrão dos componentes obtidos a partir de uma lista elaborada epela *Finnish Energy Industries*. A BAR é determinada com base no somatório do valor presente líquido de todos os iésimos componentes da rede. Ou seja, apartir do somatório destes valores, calcula-se o

valor presente líquido da BRA, que determina anualmente o valor do capital investido na rede, em função dos preços, antiguidade e vida útil definida para cada componente i da rede. A equação abaixo apresenta a formulação matemática para a determinação da BRA.

$$BRA = \sum_{i=1}^{n} NPV_{it} = \sum_{i=1}^{n} \left(1 - \frac{Idade\ média_{it}}{Vida\ útil}\right) RV_{it}$$

Onde,

NPV_{it} = Valor presente líquido de todos os componentes i incluídos no componente de rede *i* no ano *t*;

RV_{it} =Valor de substituição combinado de todos os itens pertencentes ao componente *i* no ano *t*;

$Idade\ média_{it}$: idade média do componente da rede i ponderado pelo volume de informação no início do ano *t*;

$Vida\ útil$: vida útil do componente *i*.

A taxa razoável de retorno é determinada pelo método WACC e os parâmetros são os mesmos tanto para distribuição, quanto transmissão, com exceção da estrutura de dívida/capital próprio, que é 60/40 para transmissão e 30/70 para distribuição.

Tratamento Regulatório das Perdas

As perdas da rede são consideradas custos *pass-through*, tal como efetuado na Suécia, e por isso não são aplicadas metas de eficiência para esse componente.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

São aplicadas medidas de qualidade no cálculo do tarifário. Os custos reais anuais das interrupções são comparados com níveis de referência de custos de interrupção. Uma qualidade de serviço insatisfatória reduz o nível permitido da taxa de retorno do operador do sistema (transmissora ou distribuidora). Para as distribuidoras, metade da diferença entre o valor de referência das interrupções e o nível atual pode atingir um impacto de até 20% do retorno razoável para um dado ano.

O tratamento regulatório da qualidade de serviço é medido pelo *Disadvantage Caused by Outages* – DCO, que incluiu a quantidade e o tempo das interrupções programadas e não programadas. Informações-chave a respeito do número e da duração das interrupções, descrevendo falhas de fornecimento específicas do

operador em questão, são reportadas à *Energy Market Athority* (EMV) e utilizadas no calculo das interrupções de fornecimento. O custo do déficit é calculado com base em valores de preço obtidos em estudos entre os anos de 2004-2005.

Para o terceiro período regulatório, a média aritmética do DCO no período 2005-2010, ajustado para o valor monetário em 2010, foi usada como o valor de referência do custo do déficit para os anos do período regulatório. Quando calculado para cada ano do período regulatório, o custo do déficit de 2005-2010 foi ajustado de forma a corresponder a um custo do déficit calculado com a energia anual fornecida ao consumidor no referido ano.

Grandes desvios do custo do déficit atual (DCO) da distribuidora em relação ao de referência são excluídos do cálculo do modelo por meio da definição de valores limite (mínimos e máximos) para a diferença entre ambos para cada ano do período regulatório. Metade da diferença entre valor real e do nível de referência do DCO, que é considerado no cálculo do retorno do serviço de distribuição, corresponde a, no máximo, 20% do retorno razoável calculado pelo capital investido depois dos impostos, sendo esse limite aplicado tanto para o patamar máximo quanto para o mínimo.

A seguir apresenta-se o procedimento de cálculo do DCO de referência e do DCO atual da distribuidora.

Na determinação do retorno obtido pela distribuidora pela operação da rede, é calculado o DCO no ano i ($DCO_{t,k}$) em valor monetário no ano k de acordo com a equação abaixo.

$$DCO_{t,k} = \left(OT_{un\,exp,t} \times h_{E,un\,exp} + ON_{un\,exp,t} \times h_{W,un\,exp} + OT_{plan,t} \times h_{E\,plan} + ON_{plan,t} \times h_{W\,plan} + TDA_t \times h_{TDA} + HSA_t \times h_{hsa}\right) \times \left(\frac{W_t}{T_t}\right) \times (1 + \Delta CPI)$$

Onde,

$DCO_{t,k}$: desvantagem atual (custo do deficit) causado pela interrupção no fornecimento de energia elétrica para o consumidor no ano t em valores monetários do ano k;

$OT_{un\,exp,t}$: Duração média de interrupções de fornecimento anuais por usuário, ponderadas por energias anuais, para interrupções não programadas na rede 1-70 kV no ano t, em horas;

$h_{E,un\,exp}$: Custo do prejuízo ocasionado pelas interrupções não programadas em Euros de 2005/kWh;

$h_{E\ plan}$: Custo do prejuízo ocasionado pelas interrupções programadas em Euros de 2005/kWh;

$ON_{un\ exp,t}$: Frequência anual média de interrupções por usuário, ponderadas por energias anuais, para interrupções não programadas na rede 1-70 kV no ano *t*,;

$h_{W,un\ exp}$: Custo do prejuízo ocasionado pelas interrupções não programadas em Euros de 2005/kW;

$h_{E\ plan}$:: Custo do prejuízo ocasionado pelas interrupções programadas em Euros de 2005/kW;

$OT_{plan,t}$: Duração média de interrupções anuais por usuário, ponderadas por energias anuais, para interrupções programadas na rede 1-70 kV no ano *t*, em horas;

$ON_{plan,t}$: Frequência anual média de interrupções por usuário, ponderadas por energias anuais, para interrupções programadas na Rede 1-70 kV no ano *t*;

$h_{W\ plan}$: Custo do prejuízo ocasionado pelas interrupções programadas em Euros de 2005/kW;

TDA_t: Número médio de interrupções anuais por usuário, ponderadas pelas energias anuais, provocadas por religadores com temporização na rede 1-70 kV no ano *t*;

h_{TDA} : Custo do prejuízo ocasionado por religadores com temporização em Euros de 2005/kW;

HSA_t: Número médio de interrupções anuais por usuário, ponderadas pelas energias anuais, provocadas por religadores instantâneos na rede 1-70 kV no ano *t*;

h_{hsa} : Custo do prejuízo ocasionado por interrupções provocadas por religadores instantâneos em Euros de 2005/kW;

W_t : Energia entregue aos usuários da rede em níveis de tensão de 0,4 kV e 1-70 kV no ano *t*, em kWh;

T_t : Quantidade de horas no ano *t*;

ΔCPI : variação do índice de preços ao consumidor para o ano *k*;

O valor de referência ($DCO_{ref,k}$) do prejuízo causado pela interrupção do fornecimento de energia elétrica no ano k durante o período regulatório compreendido entre 2012-2015 pode ser calculado com base na seguinte fórmula:

$$DCO_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2005}^{2010}\left[DCO_{t,k} \times \left(\frac{W_k}{W_t}\right)\right]}{6}$$

Onde,

$DCO_{ref,k}$: valor de referência do custo do déficit causado pela interrupção no fornecimento de energia elétrica para o ano *k*;

$DCO_{t,k}$: desvantagem atual (custo do déficit atual) causado pela interrupção no fornecimento de energia elétrica para o consumidor no ano *t* em valores monetários do ano *k*;

W_t : Energia entregue aos usuários da rede em níveis de tensão de 0,4 kV e 1-70 kV no ano *t*, em kWh;

W_k : Energia entregue aos usuários da rede em níveis de tensão de 0,4 kV e 1-70 kV no ano *k*, em kWh;

Por fim, a Figura 69 apresenta um quadro resumo dos procedimentos regulatórios aplicados em cada uma das componentes regulatórias na Finlândia. Nela constam, de forma breve e resumida, dados a respeito do regulador, do período regulatório e do método de regulação aplicado, bem como o procedimento adotado para determinação da remuneração do capital investido, o fator de eficiência aplicado no cálculo da receita permitida e os tratamentos dados aos investimentos e depreciação.

Figura 69 – Quadro Resumo dos Procedimentos de Determinação das Tarifas

Finland		
Activity	**Electricity distribution and transmission**	**Gas distribution and transport**
Regulator	The Energy Market Authority	The Energy Market Authority
Format of regulation	Ex-ante revenue cap model and incentive based	Ex-ante revenue cap model
Regulatory period (years)	4	4
Regulatory periods	2012-15	2010-13
Regulated Asset Base (RAB)	Adjusted capital invested (replacement value)	Adjusted capital invested (replacement value)
Allowed return	RAB * WACC (%) where real WACC%: 3.19% for DSO and 3.06% for TSO	RAB * WACC (%) where nominal WACC% is different between TSO: 5.99% and DSO: 4.32%
Efficiency factor	2.06% per year	Efficiency incentive is deducted from the operating profit for TSO and DSO: N/A
Allowed investment	Based on the realized adjusted profit	N/A
Allowed depreciation (1)	Straight-line depreciation	Straight-line depreciation
Allowed inflation	CPI	CPI
Exposure to volume risk	Yes	Yes
Investments incentive	Yes	Yes
Other incentive mechanisms	Yes	Yes, for TSO only

Fonte: EY Analysis (2013)

16 NORUEGA

16.1 Estrutura do Setor

Organização do Setor

O setor elétrico da Noruega está organizado em quatro atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização[263]. Na geração e comercialização as empresas estão em regime de livre concorrência, enquanto a transmissão e a distribuição são atividades reguladas por serem monopólios naturais. No entanto, todas as empresas que atuam no setor elétrico devem ter permissões emitidas pelo *Norwegian Water Resources and Energy Directorates* (NVE), que é o regulador do setor[264].

Na geração, são as autoridades regionais, municipais e o Estado os proprietários de 90% da potência instalada na Noruega[265]. O Estado atua no setor através da *Statkraft SF*, empresa estatal que possui um terço da capacidade do sistema elétrico.

A expansão do sistema depende dos sinais do mercado, mas para a geração de energia hidrelétrica o Estado tem o poder de concessão a todas as empresas e, uma vez encerrando o prazo destas concessões, a *Statkraft SF* passa a ser dona dos ativos. A partir de 2008, as permissões de geração hidrelétrica podem ser concedidas apenas a agentes públicos[266].

O Estado é proprietário de 90% da rede de transmissão central através da *Statnett SF*[267], o restante 10% é propriedade de empresas municipais, regionais e privadas. A rede de transmissão central geralmente tem tensões que vão desde 300KV até 20KV[268].

A maior parte das redes de distribuição pertence às autoridades municipais e regionais[269]. A rede de distribuição geralmente tem 22KV de tensão[270].

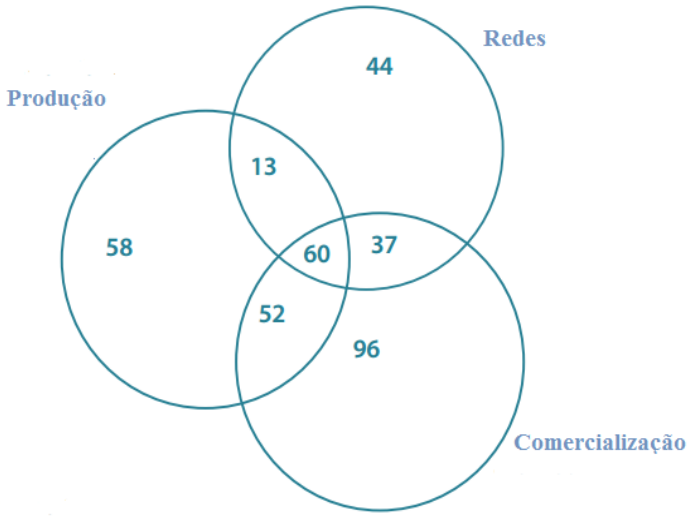
As empresas podem participar em mais de uma atividade no setor, assim muitas empresas distribuidoras também realizam a atividade de comercialização, embora somente a distribuição esteja regulada.

As empresas que estão em mais de uma atividade são denominadas empresas verticalmente integradas. Assim, em 2013 existiam na Noruega 110[271] empresas que realizam atividades competitivas (geração/comercialização) e, ao mesmo

[263] NVE (2011) – Annual Report 2011.
[264] NVE (2011) – Annual Report 2011.
[265] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013.
[266] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013.
[267] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013.
[268] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2007).
[269] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013.
[270] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2007).
[271] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013.

tempo, atividades reguladas (transmissão/distribuição). Destas, 60 empresas participam da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, conforme demonstra a Figura 70.

Figura 70: Número da empresas com permissão para operar no setor elétrico da Noruega segundo o tipo de atividade, 2011

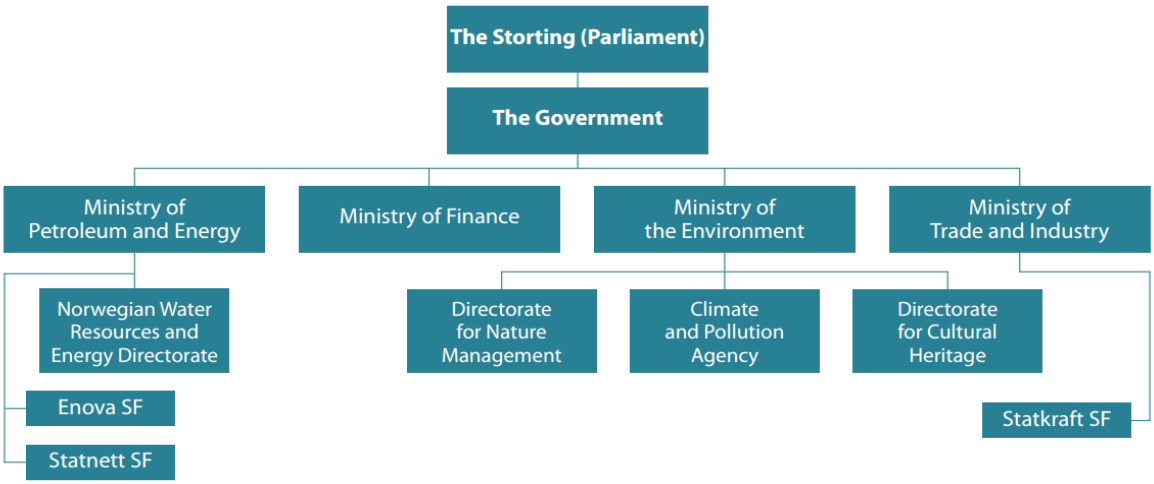


Fonte: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013 (P. 19)

Marco Institucional

Na Noruega existem várias instituições que atuam no setor elétrico, conforme mostra a Figura 71, além das empresas privadas, regionais e municipais[272]:

Figura 71: Organização das instituições estatais que atuam no setor elétrico da Noruega, 2013



Fonte: Norwegian Ministery of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013 (p. 8)

[272] NORWEGIAN MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY (2013) – Facts 2013.

a) O parlamento da Noruega (*Storting*) define a política energética e de uso dos recursos hídricos.
b) *Norwegian Ministery of Petroleum and Energy*: a principal responsabilidade deste ministério é promover uma política energética integrada, baseada na utilização eficiente dos recursos energéticos garantindo que a gestão dos recursos seja realizada em conformidade com as orientações dadas pelo *Storting*. Este ministério, através do Departamento de Recursos Hídricos, é proprietário e responsável das empresas *Enova SF* e *Statnett SF*.
c) *Ministry of Environment*: responsável pela planificação e legislação do meio ambiente.
d) *Ministry of Finance*: responsável pelos impostos e gastos do Estado.
e) *Ministry of Trade and Industry* é proprietário e responsável da *Statkraft SF*, principal empresa de geração.
f) *Norwegian water resources and Energy Directorate* (NVE) é uma agência subordinada ao Ministério do Petróleo e Energia, responsável pela administração dos recursos energéticos domésticos, além de ser o regulador nacional do setor elétrico da Noruega. O NVE também realiza trabalhos de pesquisa e desenvolvimento e cooperação internacional, sendo *expert* nacional em recursos hídricos.
g) *Nord Pool Spot* é a entidade que organiza o mercado elétrico nórdico. Esta entidade pertence às empresas operadoras dos sistemas de transmissão dos países nórdicos (Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia) e é regulada pelo NVE[273].
h) *Enova SF* é uma empresa estatal responsável pela administração do *Energy Fund*[274]. O objetivo da *Enova SF* é promover uma conversão do consumo e geração para fontes limpas e desenvolver tecnologias para este fim.
i) *Statnett SF* é uma empresa pública responsável pela construção e operação da rede de transmissão central. Esta empresa, além de deter mais de 90% das redes, faz o papel do operador do sistema de transmissão (TSO[275]). A *Statnett SF* é responsável pela coordenação do sistema tanto no longo como no curto prazo, o que envolve a responsabilidade de garantir o balanço entre a oferta e demanda a toda hora, assim como garantir a boa qualidade do sistema em todo o país. A *Statnett SF* também é responsável pelo planejamento da expansão do sistema de transmissão da Noruega[276]. A *Statkraft SF* é uma empresa estatal que tem 34%[277] do total da capacidade de

[273] NVE (2011) – Annual Report 2011.
[274] O Energy Fund é um fundo estabelecido para assegurar uma fonte de financiamento de longo prazo e estável para financiar as estratégias de eficiência energética, e incentivar as fontes renováveis de energia. (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013).
[275] Transmission System Operator.
[276] IEA(2011) – Energy Policies of IEA Countries, Norway 2011 Review.
[277] Statkraft (2013).

geração do sistema elétrico da Noruega. Além disso, tem ainda uma grande participação na geração de outros países, principalmente da Europa.

Todos os produtores e consumidores, incluindo as comercializadoras de energia elétrica, são agentes que operam no mercado de eletricidade. Pode-se dividir o mercado de energia em mercado atacadista e mercado de varejo. No mercado de varejo cada pequeno consumidor assina um contrato de compra de energia com o comercializador de sua escolha. No mercado atacadista são transacionadas grandes quantidades de energia. Neste mercado os agentes comercializam energia através do *Nord Pool Spot* ou bilateralmente[278].

O preço para os consumidores finais de energia depende do tipo de consumidor. Os grandes consumidores, em geral industriais, preferem comprar energia diretamente no mercado atacadista de energia, enquanto os pequenos consumidores contratam energia através dos comercializadores.

Estes comercializadores oferecem diferentes tipos de contratos: contratos com preço fixo, contratos com preço variável e contratos com preço spot. Embora existam diferentes tipos de contratos todos os preços incluem: o custo da energia, o custo da rede, margem do comercializador, impostos e encargos.

16.2 Modelo Tarifário[279]

O esquema regulatório *revenue cap* é comum para todas as empresas de rede, estando as receitas máximas autorizadas baseadas parcialmente nos custos reais das empresas e parcialmente em um *benchmarking*.

Além disso, um esquema particular para a compensação das interrupções no fornecimento de energia elétrica foi estabelecido para incentivar as distribuidoras a lutar pela segurança do abastecimento.

A

Figura **72** a seguir mostra o passo a passo do cálculo do *revenue cap* e da receita permitida de uma distribuidora. Esse modelo é intitulado *DSO model*, sendo o revenue cap no referido modelo, apresentado na

Figura **72** calculado com base na fórmula apresentada a seguir:

$$RC_t = 0{,}4C_t + 0{,}6C_t^*$$

Onde,

RC_t: *revenue cap* no ano t;

[278] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – Facts 2013 (p. 52).
[279] Nordic Energy Regulators (2011). Economic regulation of electricity grids in Nordic countries.

C_t: representa o custo base para cada empresa de distribuição, baseada nos custos do ano t-2;

C_t^*: representa o *cost norm* da empresa, o qual é produto da análise de benchmarking, também baseada nos dados do ano t-2.

Como pode ser observado do lado esquerdo da

Figura **72**, os dados que compõem o custo base e o *cost norm*, correspondem ao período t-2. O custo base compreende os custos de O&M, custo da energia não suprida, custo das perdas, depreciação, RAB e WACC. E como já mencionado, o *cost norm* advém da análise de benchmarking e responde por 60% do *revenue cap*.

A fórmula matemática que define o custo base é a que segue:

$$C_t = (\, OM_{t-2} + CENS_{t-2}) \times \frac{CPI_t}{CPI_{t-2}} + PL_{t-2} \times P_t + DEP_{t-2} + RAB_{t-2} \times WACC_t$$

Onde,

C_t: epresenta o custo base para cada empresa de distribuição, baseada nos custos do ano t-2;

OM_{t-2}: representa o custo de operação e de manutenção da empresa distribuidora em questão, no período t-2;

$CENS_{t-2}$: representa o custo da energia não suprida, no período t-2;

CPI_t: representa o índice de preços ao consumidor, no período t;

CPI_{t-2}: representa o índice de preços ao consumidor, no período t-2;

PL_{t-2}: perdas de energia, no período t-2;

P_t: preço da energia, no período t, representado pelo preço spot no ano t;

DEP_{t-2}: depreciação anual, no ano t-2;

RAB_{t-2}: base de remuneração regulatória, no ano t-2;

$WACC_t$: custo médio ponderado de capital, que reflete o retorno razoável do capital, no ano t;

DEP_{t-2}: depreciação anual, no ano t-2;

O *cost norm* C_t^* de cada operador de rede é resultado de uma análise de benchmark por DEA. A Noruega é o único país onde o regulador tem sistematicamente examinado os efeitos de fatores ambientais sobre o desempenho da qualidade de serviço e refletiu estes nos modelos de eficiência de benchmarking. O regulador analisa um grande número de variáveis geográficas e meteorológicas e aplica técnica de SFA para a construção de

índices compostos de algumas variáveis selecionadas. O atual benchmarking eficiência utiliza medidas de neve, floresta e clima costeiro como variáveis de saída no modelo DEA. Assim, o modelo assume que estas afetam função de produção das empresas (em vez de eficiência).

O modelo utilizado por NVE é uma variante de super-eficiência, de tal modo que a pontuação pode ser superior a 100%. Isso permite que uma empresa que tem um desempenho melhor do que outros e melhora ao longo do tempo para ter o *cost norm* mais elevado do que o custo real. As estimativas de eficiência encontrados a partir da análise DEA são calibradas de modo a que o custo ponderado da pontuação média de eficiência é de 100%. Isto implica que para uma empresa representativa, com uma pontuação média de eficiência, é permitido para ganhar a taxa de rendimento normal, e as empresas eficientes podem ganhar mais do que o WACC normal. Este design pretende promover a melhoria da eficiência ao longo do tempo e a atratividade da indústria para os investidores.

Para as DSO´s, os escores de eficiência para o ano t são estimados aplicando um modelo orientado a entrada com retornos constantes de escala (CRS) e os dados de entrada t-2. A entrada especificada é o custo total, que inclui custos operacionais, custos de capital e custos de qualidade (medido pelo valor da carga perdida).

As variáveis de saída do DEA norueguês para determinação do *cost norm* são detalhados na parte de custos operacionais do item 16.3.

Por fim, a receita permitida para uma dada distribuidora é calculada com base na fórmula a seguir:

$$AR_t = RC_t + PT_t + TC_t - CENS_t + [DEP_t - DEP_{t-2}] + [RAB_t - RAB_{t-2}] \times WACC_t$$

Onde,

AR_t: representa a receita permitida a uma dada distribuidora, no ano *t*;

PT_t: imposto sobre a propriedade, no ano *t*;

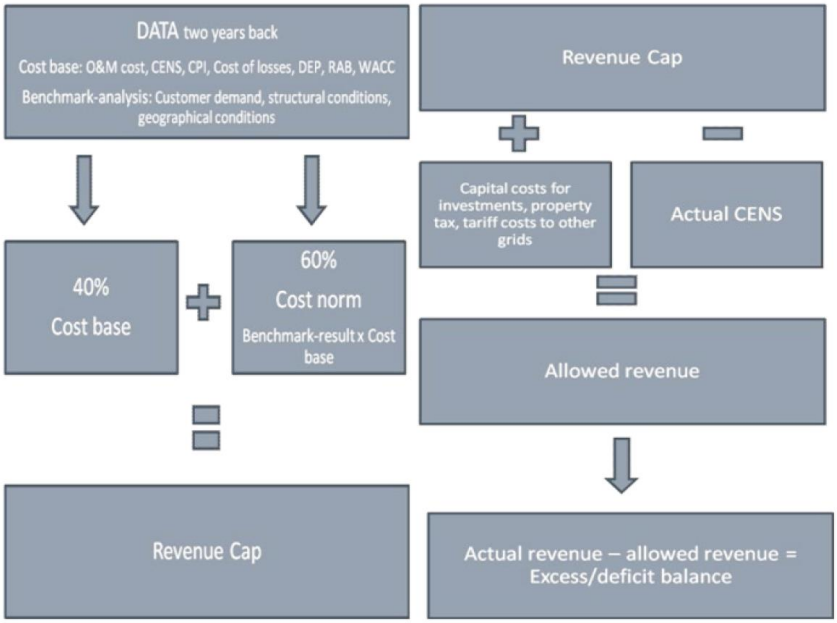
TC_t: representa o custo de outras tarifas de rede reguladas, no período *t*;

$CENS_t$: representa o custo da energia não suprida, no período t;

Os custos acima mencionados, para as variáveis PT_t e TC_t, não correspondem a custos contidos modelo revenue cap, e sim componentes adicionadas à receita permitida.

A diferença entre os custos atuais e a receita permitida determina se existe déficit ou superávit no cálculo, ou seja, se as tarifas precisam ser reajustadas ou não.

Figura 72 – Procedimento de Cálculo do Revenue Cap e da Receita Permitida


DATA two years back
Cost base: O&M cost, CENS, CPI, Cost of losses, DEP, RAB, WACC
Benchmark-analysis: Customer demand, structural conditions, geographical conditions
Revenue Cap
Capital costs for investments, property tax, tariff costs to other grids
Actual CENS
40%
Cost base
60%
Cost norm
Benchmark-result x Cost base
Allowed revenue
Revenue Cap
Actual revenue – allowed revenue = Excess/deficit balance

Fonte: NorReg (2011)

16.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[280] [281] [282] [283]

Custos Operacionais

Os gastos de administração, operação e manutenção (OPEX) são separados em custos gerenciáveis de operação e manutenção e custos não gerenciáveis. Os custos gerenciáveis são principalmente custos com pessoal, materiais associados ao serviço prestado, contratações de serviços externos, receitas irrecuperáveis e outros custos operacionais. Os custos não gerenciáveis são associados a outras redes (não pertencentes à companhia) e impostos e obrigações. Quarenta por cento dos custos base das distribuidoras são considerados *pass through* e incluídos automaticamente no cálculo da receita de cada uma das distribuidoras enquanto os 60% remanescentes constituem o *cost norm*, onde são aplicadas análises de benchmarking para estimar o custo eficiente.

A definição do *cost norm* é efetuada com base nos custos dos últimos dois anos. O custo eficiente é calculado com base em um método DEA que inclui o custo da energia não suprida – CENS. O DEA calculado para a determinação do custo eficiente utiliza o TOTEX como input. E os outputs do modelo são os listados a seguir.

[280] Nordic Energy Regulators. Economic regulation of electricity grids in Nordic countries.
[281] Wik-Consult (2011). Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries.
[282] Sintef Energy Research (2009). Quality of Supply Regulation in Norway.
[283] Sintef Energy Research (2012). Quality of Supply Management by Means of Interruption Statistics and Voltage Quality Measurements

- Número de consumidores, excluindo casas de veraneio;
- Número de consumidores/casas de veraneio;
- Energia fornecida em MWh;
- Linhas de alta tensão em km;
- Número de subestações;
- Áreas de Floresta: proporção de área de floresta por km linhas aéreas AT;
- Costa: Velocidade média do vento em m/s/distancia média da costa em metros x km de linhas aéreas de AT.

O estudo de benchmarking é uma análise não paramétrica de fronteiras eficientes (DEA). O esquema DEA na Noruega leva em consideração como únicos insumos os custos totais, compostos pelos seguintes elementos:

- Custos de operação e manutenção (OPEX);
- Custos de Energia não Fornecida (CENS);
- Juros de empréstimos;
- Depreciação;
- Custos de perdas de energia (perdas reais de energia por um preço de referência da energia).

O modelo de distribuição incorpora nove produtos:

- Número de consumidores, excluindo casas de veraneio;
- Número de consumidores/casas de veraneio;
- Energia fornecida em MWh;
- Linhas de alta tensão em km;
- Número de subestações;
- Áreas de Floresta: proporção de área de floresta por km linhas aéreas AT;
- Costa: Velocidade média do vendo em m/s/distancia média da costa em metros x km de linhas aéreas de AT.

O primeiro resultado obtido pela análise DEA são pontuações de eficiência.

Em 2010 foi incluída uma nova etapa na análise, a adição de análise de regressão no processo de comparação, considerando fatores ambientais na determinação da eficiência.

A metodologia DEA identifica a empresa eficiente como àquela que se encontra posicionada na fronteira de eficiência. Contudo, a NVE fixa a pontuação de eficiência referencial como a média das pontuações de todas as empresas.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

O custo de capital que compõe o custo base do modelo de revenue cap contém as depreciações anuais e o retorno sobre a base de remuneração regulatória. As depreciações bem como eventuais baixas contábeis são subtraídas, e a *Regulatory Asset Base* (RAB) calculada com base em dados dos registros contábeis históricos para os ativos e outros bens de capital. Ativos fixos em construção são excluídos da RAB até que entrem em operação.

Para que a RAB contenha também informação a respeito do capital de giro, o Regulador, adicona 1% do total do valor de registro contábil da RAB a titulo da referida rubrica. A depreciação é calculada linearmente sendo a vida útil de cada componente da base determinada pela própria experiência da distribuidora. A remuneração do capital é obtida por meio da multiplicação da RAB pela WACC.

A WACC é calculada com base na fórmula a seguir:

$$WACC_{post\ tax} = 0.4[Rf(1-t) + \beta e \times MP] + 0.6(Rf + Pd) \times (1-t)$$

Onde:

Rf : representa a taxa livre de risco, calculada como a média anual do bônus do governo com cinco anos de maturação;

t : representa os impostos;

MP : representa o prêmio de mercado;

βe: equity beta;

βa: beta dos ativos.

Pd: representa o prêmio da dívida;

$Relação\ \frac{Divida}{Capital\ Próprio}$: 60/40

Figura 73 – Parâmetros da WACC na Noruega

WACC parameters	
Risk free rate (nominal value)	Annual risk free rate of government bonds with 5 years maturity
Asset beta	0,35
Equity beta	0,875
Market risk premium	4 %
Capital structure (Debt / Equity)	60/40
Tax rate	28 %
Debt premium	0,75 %

Fonte: NorReg (2011)

A Figura 73 apresenta os parâmetros utilizados pela Noruega na determinação da WACC do mais recente período regulatório. No entanto, o Regulador Norueguês (NVE), por aplicar a taxa antes dos impostos criou um procedimento de cálculo mais simples o cálculo da WACC antes dos impostos, sendo o mesmo descrito pela equação abaixo.

$$NVE_{rate} = 1.14Rf + 2.39\%$$

Tratamento Regulatório das Perdas

No caso norueguês os custos associados com as perdas do sistema são incluídos nos custos das distribuidoras. Os custos associados às perdas do sistema são incluídos no custo base. Para calcular esse custo associado à perda do sistema de distribuição, o NVE usa preços anuais de referência da energia elétrica, sendo tais preços calculados com base nos preços spot mensais ponderados pelo percentual consumo da região dentro do consumo de energia elétrica mensal nacional. Os preços spots utilizados são os preços do *Nord Pool Spot AS*. Um *mark-up* de 11 NOK/MWh é adicionado ao preço anual de referência.

Na Noruega, existem atualmente cinco áreas de preços de referência, sendo o preço considerado para cada uma das empresas de distribuição determinado com base na área em que a mesma está localizada. Na regulação norueguesa, as perdas do sistema estão inseridas dentro do modelo de benchmarking, então aqui parte-se do pressuposto que tais custos são gerenciáveis.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

A regulação na Noruega estabelece incentivos e penalidades para assegurar um nível de eficiência de confiabilidade de serviço das empresas de rede. Um parâmetro crítico para definir o esquema regulatório de qualidade é a valorização que o cliente outorga aos diferentes níveis de confiabilidade da oferta, ou seja, o custo que as interrupções têm para os clientes.

O controle das interrupções de duração superior a três minutos foi introduzido no ano de 1995 e a padronização da estimativa da energia não fornecida foi feita a partir do ano de 2000. Isso foi a base para a incorporação de receitas dependentes da qualidade e do custo da energia não fornecida em 2001. O registro e informação dos cortes de duração menor ou inferior a três minutos e da potência interrompida se tornou obrigatória no ano de 2006. Desde 2009 o Custo da Energia não Suprida – CENS – inclui todas as interrupções, com custos dependentes da duração da interrupção.

A NVE também estabeleceu um esquema de compensações direto para interrupções muito longas (mais de 12 horas). O tamanho da compensação é definido na regulação, com valores padronizados, podendo qualquer consumidor afetado solicitar a compensação à empresa. No entanto, o objetivo da regulação é que a empresa acelere a restauração do serviço, principalmente quando se trata de pequenos consumidores domiciliares.

A regulação por incentivos da continuidade do fornecimento aplicada pelo CENS dá às empresas incentivo econômico para a alocação ótima de recursos: o objetivo é alcançar o nível ótimo de continuidade de fornecimento para a sociedade em seu conjunto.

O valor numérico que representa o CNES é obtido por meio de pesquisas a nível nacional e varia entre diferentes grupos de consumidores, o horário de corte, etc. Os custos dos investimentos para redução da duração e frequência dos cortes, por sua vez, depende do ponto de conexão do consumidor com o sistema e da tipologia da rede. O regulador considera que os investimentos destinados a melhorar a qualidade devem ser resultado de uma análise custo-benefício.

A consideração do CENS na determinação do Revenue Cap internaliza os custos dos consumidores na gestão da empresa e os clientes são indiretamente compensados por 60% dos custos socioeconômicos da má qualidade com tarifas mais baixas no futuro. Além disso, como o elemento CENS está incluído no *benchmarking*, existe um ganho ou uma perda para cada empresa caso o nível de qualidade alcançado seja melhor ou pior que a média.

Por fim, com relação a metas de qualidade de serviço, a regulação por incentivo aplicada no país está totalmente integrada na regulação econômica por meio da inclusão do custo da energia não fornecida – CENS no revenue cap. Esse

elemento tem a função de refletir custos socioeconômicos associados a interrupções, compreendendo o mesmo as interrupções planejadas e não planejadas.

O custo de uma interrupção de duração (r) em um horário de referência é calculado como segue:

$$C_{ref} = c_{ref}(r) \cdot P_{ref}$$

Cref : custo da interrupção no horário de referência

cref(r): custo unitário em NOK/kW para interrupções de duração *r*

Pref: potência interrompida em kW no horário de referência

O horário de referência é um dia laboral em janeiro. Dado que os custos das interrupções variam com as estações, o dia da semana e a hora do dia foram estabelecidos fatores de correção para considerar essa variação.

17 REINO UNIDO

17.1 Estrutura do Setor Elétrico

O Reino Unido foi pioneiro no estabelecimento de um modelo competitivo para a atividade de geração no setor elétrico, bem como no processo de desverticalização do setor.

O *Electricity Act* de 1989 assentou as bases legislativas para a reestruturação e privatização da indústria de eletricidade no país. Foi por meio da referida lei que se abriu a possibilidade de privatizar empresas do setor e introduzir não somente um mercado competitivo na geração e comercialização, mas também para a criação de um sistema regulatório independente.

Com todo o processo de desregulamentação e desverticalização se estabeleceu um pool entre Inglaterra e País de Gales como mecanismo do mercado atacadista de eletricidade, a transmissão foi desmembrada em três empresas privadas e as oficinas regionais de distribuição foram substituídas por Empresas Regionais – RECs.

Nos anos 2000, o *Electricity Act* foi atualizado, de forma a abarcar mais algumas alterações na organização do setor. As principais mudanças empreendidas nessa atualização da lei geral correspondem à substituição do regulador individual e a fusão dos escritórios de gás e de eletricidade (criando a OFGEM). Também, foi por meio da atualização da lei que se estabeleceu a obrigação formal de separação das atividades de distribuição e comercialização (iniciando processo de abertura da comercialização varejista) e que a configuração do mercado atacadista em "*pool*" foi substituída pelo NETA (*new electricity trading arrangements*)[284].

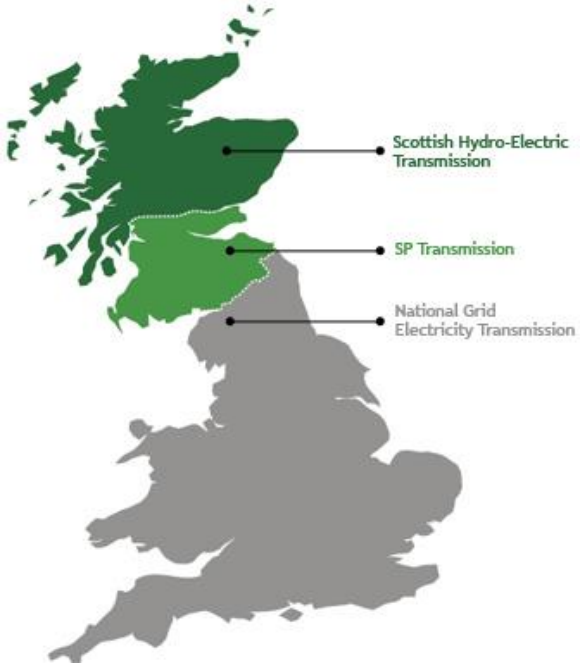
Tal como ocorre em todos os outros países europeus já analisados, também a estrutura do setor elétrico no Reino Unido está desmembrada em quatro atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A atividade de transmissão e distribuição é desenvolvida em um ambiente regulado enquanto as atividades de geração e comercialização operam em um regime de livre mercado.

No caso do Reino Unido, não existe um planejamento central da expansão da geração do sistema elétrico, sendo os investimentos realizados na geração desenvolvidos essencialmente com base nos sinais do mercado. Atualmente, a atividade de geração é desenvolvida por empresas privadas. Já a atividade de transmissão de energia elétrica está nas mãos de três companhias de transmissão regionais, sendo elas a *National Grid Electricity Transmission PLC*

[284] Baseado em contratos ou acordos bilaterais entre geradores, basado en contratos o acuerdos bilaterales entre generadores, fornecedores, comercializadores e clientes através de negócios em mercados futuro e de curto prazo.

(NGET), *a Scottish Power Transmission Limited*, e a *Scotish Hydro Electric Transmission PLC*. Embora existam três companhias proprietárias das linhas de transmissão, somente a NGET figura como operador do sistema.

Figura 74 – Regiões das Três Redes de Transmissão Regionais



Fonte: Ofgem (2013)

Na distribuição de energia elétrica existem 14 empresas distribuidoras[285] exercendo a função, no entanto, também coexistem com elas pequenas empresas independentes. A atividade de comercialização de energia, como outrora mencionado, opera em ambiente competitivo e os consumidores são livres para escolher o comercializador.

As 14 empresas distribuidoras de energia elétrica estão apresentadas na Figura 75, e seus respectivos nomes listados abaixo.

1. Central Networks: West (CN West), ahora Western Power Distribution: West Midlands (WMID)

2. Central Networks: East (CN East), ahora Western Power Distribution: East Midlands (EMID)

3. Electricity North West Limited (ENWL)

[285] Ofgem (2013).

4. CE Electric UK6: Northern Electric Distribution Limited (NEDL), now Northern Powergrid: Northeast Ltd (NPGN)

5. CE Electric UK: Yorkshire Electricity Distribution plc (YEDL), now Northern Powergrid: Yorkshire Plc (NPGY)

6. Western Power Distribution: South Wales (SWALES)

7. Western Power Distribution: South West (SWEST)

8. UK Power Networks: London Power Networks (LPN)

9. UK Power Networks: South East Power Networks (SPN)

10. UK Power Networks: Eastern Power Networks (EPN)

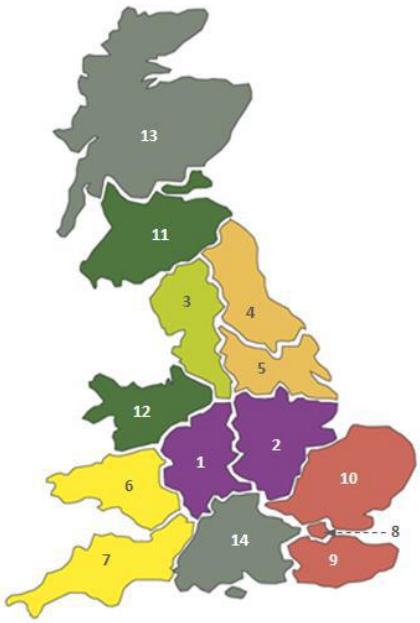
11. Scottish Power: Distribution (SPD)

12. Scottish Power: Manweb (SPMW)

13. Scottish & Southern Energy: Hydro (SSEH)

14. Scottish & Southern Energy: Southern Electric Power Distribution (SSES).

Figura 75 – Regiões das Três Redes de Transmissão Regionais



Fonte: Ofgem (2013)

Marco Institucional

O setor elétrico da Grã Bretanha tem as atividades de geração e comercialização totalmente liberalizadas, enquanto as atividades de transmissão e distribuição

(consideradas monopólios naturais) são reguladas. Neste contexto, as principais entidades que atuam no setor elétrico, além das empresas privadas, são:

a) *Secretary of State for Energy and Climate Change*, que é a encarregada de elaborar as políticas referentes ao setor de energia visando o fornecimento seguro, com baixos custos e garantindo a sustentabilidade ambiental.
b) *Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)* regula as companhias monopolísticas do setor de gás natural e eletricidade. Esta entidade é responsável em garantir o preço justo para os serviços de gás e eletricidade através do controle das receitas e incentivos para ganhos de eficiência nas empresas monopolísticas e através da supervisão dos mercados de energia. A Ofgem também deve garantir o abastecimento de energia futura e sustentável de energia através da aplicação de incentivos.
c) *The Committee of Climate Change (CCC)*. O Comitê é responsável por assessorar o governo na decisão de metas de emissão de gases de efeito estufa e informar o progresso da redução ao Parlamento.
d) *National Grid*. É o operador do sistema de transmissão, responsável por coordenar e assegurar a operação estável e segura de todo o sistema de transmissão. Os proprietários da rede de transmissão têm a obrigação de fornecer o serviço de transmissão à NGET. A NGET e os proprietários das redes devem fazer o planejamento conjunto para a expansão do sistema[286].
e) *ELEXON:* é a entidade encarregada de administrar o mercado de diferenças entre a energia dos contratos e energia elétrica efetivamente produzida e consumida. Assim, esta entidade calcula o volume de energia elétrica que corresponde à diferença entre o montante contratado pelos agentes e os valores reais de produção e consumo e, com base nessa informação, calcula o preço a ser aplicado.

No sistema elétrico da Grã Bretanha existem dois mercados de energia: o mercado atacadista e o mercado de varejo. A concorrência foi introduzida no mercado de varejo da Grã-Bretanha em 1999. Desde então os consumidores domésticos e não domésticos contratam livremente o comercializador que irá lhes fornecer energia elétrica. Os comercializadores têm a obrigação de contratar energia no mercado atacadista e repassá-la aos consumidores finais, sendo livres para estabelecer o preço que o consumidor deve pagar por este serviço. Assim, através da concorrência entre os comercializadores, procura-se ter preços competitivos, uma ampla variedade de produtos e promover a execução de um serviço com qualidade.

[286] National Grid (2010). A Summary of de System Operator –Transmition Owner Code.

17.2 Modelo Tarifário[287]

Durante mais de 20 anos a Ofgem aplicou o modelo RPI-X (também conhecido como método *price cap*) na realização do processo de revisão tarifária da distribuição de energia elétrica. Foram, ao todo, cinco ciclos de revisão tarifária aplicando o método. Como descrito detalhadamente no Capítulo 2, o modelo RPI-X baseia-se na fixação de um preço teto, para cada ano, definido com base em um índice de inflação (*Retail Price Index*, RPI) menos um fator de eficiência (fator X). Para cada ano, o preço teto é calculado com base no preço teto do ano anterior ajustado pelo RPI menos o fator de eficiência X determinado pelo Regulador.

Durante os 5 ciclos de aplicação do método, o marco geral da análise das tarifas de distribuição não sofreu fortes alterações, sendo somente ajustados alguns parâmetros de forma pontual (por exemplo, a vida útil dos ativos e os procedimentos de estimação dos custos operacionais eficientes). A última revisão tarifária realizada pela Ofgem para a distribuição de energia elétrica encontra-se ainda vigente (período tarifário de 2011-2015).

Para o próximo ciclo está definida uma forte mudança no marco geral. A regulação com enfoque RIIO (*Revenue* = *incentives* + *innovation* + *outputs*) será aplicada na distribuição de energia elétrica, estando a estratégia de implantação apresentada no documento *Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control.* Tal documento resume os produtos que as catorze empresas de distribuição deverão entregar e as receitas que serão autorizadas no período de 2015-2023.

A principal motivação para a aplicação de um modelo como o Modelo RIIO para a determinação da remuneração das empresas de rede está associada com o momento que passa o setor energético do país. O mesmo encontra-se imerso no maior desafio a ser enfrentado nas últimas décadas: a junção das demandas por melhorias ambientais com a incorporação de novas tecnologias de geração associadas a fontes renováveis de energia. Quando se fala de melhorias ambientais no setor elétrico, a redução das emissões provocadas pela geração térmica figura em ponto central para o ataque ao problema (é uma das principais fontes de contaminação no país). Tal fato propricia a introdução de novas tecnologias de geração com fontes renováveis, e em muitos casos, essa conexão ocorre diretamente na rede de distribuição (geração distribuída). Ou seja, vislumbra-se aqui uma nova forma de produzir, transmitir e utilizar a energia elétrica.

Sob o ponto de vista tecnológico essa mudança representa um grande desafio. Há incerteza a respeito de como as novas tecnologias de rede irão se

[287] Office of Gas and Electricity Markets (2013). Strategy Decision for the RIIO - Ed1. Electricity Distribution Price Control: Outputs, Incentives and Innovation.

desenvolver e quais novos produtos e serviços se mostrarão mais efetivos e eficientes para transmissão de energia com baixo conteúdo de carbono. Soma-se a isso o fato de tais investimentos serem de longa maturação (associados à introdução de redes inteligentes, medidores eletrônicos, investimentos necessários para a adequada absorção da geração distribuída, dentre outros), característica que o modelo regulatório atual não comporta. Por esse fato, também o período regulatório foi estendido para 8 anos.

Por isso, de acordo com o regulador, o modelo RPI-X, que teve um bom desempenho no atendimento dos interesses dos consumidores com uma queda de tarifas e melhoria da qualidade de serviço, não é o modelo adequado para o novo cenário previsto para o setor energético, caracterizado por um alto volume de investimento em tecnologias ainda a serem desenvolvidas e envolvendo um considerável grau de incerteza.

A visão do regulador britânico pode ser sintetizada com a seguinte frase:

> "***One thing is clear**: Business as usual is not an option. Networks will need to be smarter, integrating increasing local renewable and intermittent sources of gas and electricity production and encouraging customers to make their demand more flexible aided by the rollout of smart meters."*[288]

Dentro dos objetivos do novo modelo RIIO está a busca por incentivar as empresas de rede a:

- Desempenhar um papel de liderança na transmissão de energia sustentável;
- Fornecer um serviço que assegure o máximo de custo-benefício-qualidade no longo prazo para os usuários atuais e futuros.

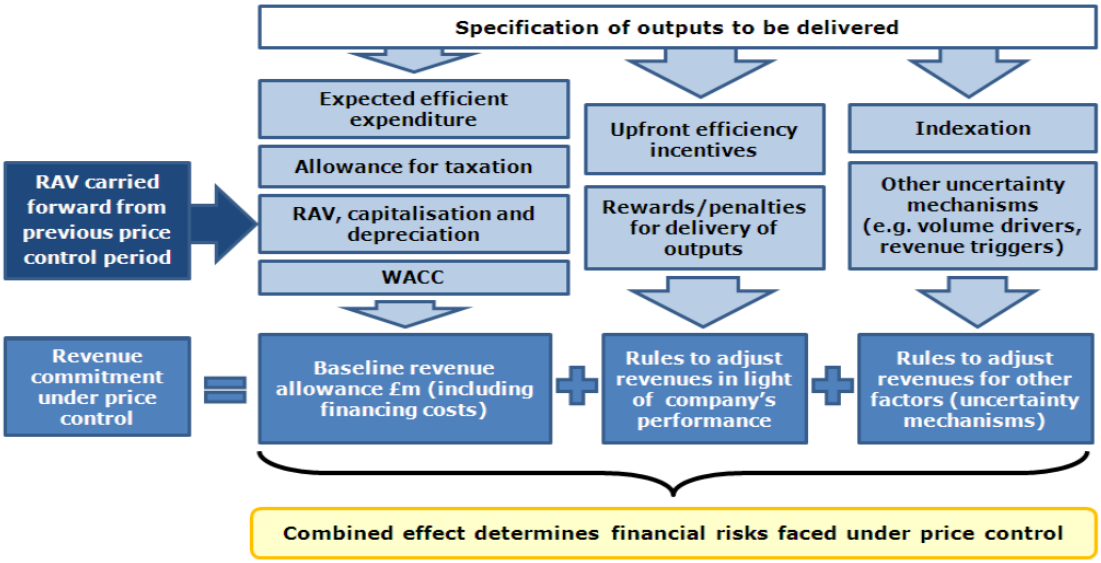
Os produtos (*outputs*) são o coração do modelo RIIO. Os produtos serão consistentes com os objetivos do marco regulatório e, em particular, serão determinados de forma a incentivar as empresa a desempenhar um papel chave no fornecimento de energia sustentável. A base de receitas e os mecanismos de incentivo deverão estar alinhados com o objetivo de entrega efetiva e eficiente dos produtos.

A RIIO-ED1 será a primeira revisão a considerar o novo modelo de *Revenue*= *Incentives*+*Innovation*+*Output*. Esse novo modelo dará às empresas fortes incentivos para poder enfrentar os desafios de alcançar um setor sustentável e com baixas emissões de carbono, a um custo menor do que o que seria alcançado pelo modelo RPI-X. Nesse novo modelo, o regulador deve estabelecer produtos que as empresas devem fornecer e as receitas que podem auferir dos consumidores por esses produtos. As receitas serão determinadas

[288] OFGEM (2010). RIIO: A new way to regulate energy networks - Final Decision

utilizando um enfoque de *building blocks*, cujos elementos fundamentais são ilustrados na Figura 76.

Figura 76 – UK: Building blocks da próxima revisão da distribuição (2015-2023)


Specification of outputs to be delivered
Expected efficient expenditure
Allowance for taxation
RAV, capitalisation and depreciation
WACC
Upfront efficiency incentives
Rewards/penalties for delivery of outputs
Indexation
Other uncertainty mechanisms (e.g. volume drivers, revenue triggers)
RAV carried forward from previous price control period
Revenue commitment under price control
Baseline revenue allowance £m (including financing costs)
Rules to adjust revenues in light of company's performance
Rules to adjust revenues for other factors (uncertainty mechanisms)
Combined effect determines financial risks faced under price control

Fonte: Ofgem (2013)

Os produtos considerados possuem seis categorias, todas elas associadas com os desempenhos que se busca incentivar, tais como:

- Segurança: prover uma rede segura que cumpra com as normas de segurança da *Health and Safety Executive* (HSE);
- Ambiente: incentivar as empresas a alcançar objetivos ambientais mais gerais;
- Satisfação do Cliente: manter altos níveis de satisfação dos clientes e melhorar o serviço onde seja necessário;
- Conexões: conectar os usuários de maneira rápida e eficiente, incluindo a resposta às necessidades específicas dos clientes;
- Obrigações Sociais: adotar um enfoque estratégico, coordenando e se associando com outras redes, fornecedores e agências para o uso mais efetivo de dados;
- Confiabilidade e Disponibilidade: fornecer confiabilidade de longo prazo, minimizando o número de interrupções e assegurando a adaptação as mudanças climáticas.

Para cada uma das categorias listadas a Ofgem definiu uma gama de mecanismos de incentivo às empresas. Em alguns casos são fixados limites superiores e/ou inferiores para ajustes da receita, sendo mesmos refletidos de forma monetária. No entanto, nem todas essas categorias terão incentivos financeiros. Para o quesito segurança, por exemplo, existirá um prêmio ou penalidade, dado que existem normas absolutas vigentes e a HSE pode atuar em caso de não cumprimento das mesmas.

A OFGEM planeja usar benchmark dos dados históricos e projetados como forma de manter as distribuidoras informadas a respeito da sua avaliação a respeito das previsões apresentadas pelas mesmas. Além disso, a OFGEM está desenvolvendo uma ferramenta "*toolkit*" para a avaliação dos custos, onde são realizadas análises do Totex e também o uso de abordagens desagregadas de análise.

Ou seja, até o presente ciclo a regulação aplicada no Reino Unido é do tipo RPI-X, no entanto, o contexto regulatório britânico passa atualmente com por um processo de transição entre metodologias, onde o modelo RPI-X foi substituído pelo modelo RIIO, que será aplicado na revisão tarifária da distribuição a partir de 2015.

17.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[289] [290] [291] [292] [293] [294] [295]

As características do modelo novo modelo de remuneração do serviço:

- **Retorno Permitido:** corresponde à remuneração do capital investido (depreciação e retorno do capital líquido) e os gastos eficientes de administração, operação e manutenção;
- **Capacidade de Financiamento do Plano de Negócios – Análise de Rentabilidade sobre o Capital Regulatório Próprio:** a Ofgem utiliza a análise de rentabilidade sobre o capital regulatório próprio com um

[289] Office of Gas and Electricity Markets (2013). RIIO-T1/Gd1. Real Price Effects and Ongoing Efficiency.
[290] Office of Gas and Electricity Markets (2013). Strategy Decision for the RIIO-Ed1. Electricity Distribution Price Control: Financial Issues.
[291] Office of Gas and Electricity Markets (2013). Strategy Decision for the RIIO -Ed1. Electricity Distribution Price Control: Tools for Cost Assessment.
[292] Office of Gas and Electricity Markets (2013). Strategy Decision for the RIIO -Ed1. Electricity Distribution Price Control: Reliability and Safety.
[293] Cambini et al (2012). Output-Based Incentive Regulation: Benchmarking with Quality of Supply in Electricity Distribution.
[294] Office of Gas and Electricity Markets (2013). Strategy Decision for the RIIO - Ed1. Electricity Distribution Price Control: Final Decision.
[295] Office of Gas and Electricity Markets (2013). Strategy Decision for the RIIO -Ed1. Electricity Distribution Price Control: Business Plans and Proportionate Treatment.

propósito duplo: o de verificar o efeito global das medidas regulatórias e o de determinar a estrutura ótima de capital;

- **Mecanismo de Incerteza nos custos:** o modelo RIIO parte do pressuposto que o forte nível de investimentos em mudança técnica que ocorrerá no setor nos próximos anos adicionará ao processo regulatório elementos de incerteza para a estimativa de custos nos períodos tarifários (8 anos). Para mitigar riscos e incertezas dos custos durante o período tarifário foi estabelecido pela Ofgem mecanismos de mitigação revisão dos produtos no meio do período de revisão tarifária.

O modelo incorpora o AIP (*Annual Interaction Process*), permitindo ajustar anualmente a base de receitas levando em consideração o desempenho e os níveis de produtos alcançados pelas empresas. O modelo AIP representa uma mudança substancial em relação ao modelo RPI-X, já que nesse modelo as receitas regulatórias não se ajustavam ao longo dos cinco anos que durava o processo tarifário.

A análise do desempenho é efetuada por meio de um grupo de variáveis predeterminadas, sendo calculado no dia 30 de novembro de cada ano o chamado MOD, que representa a mudança incremental na base de receitas. O MOD seria aplicado a partir do dia 1 de janeiro do ano subsequente.

Matematicamente, a especificação do ajuste mediante a aplicação do fator MOD é a seguinte.

$$\boldsymbol{BING_t = BINGINI_t + MOD_t}$$

Onde:

$BING_t$ é a base de receitas para o ano t.

$BINGINI_t$ é a base de receitas inicial para o ano t.

MOD_t é o termo que reflete a modificação da base de receitas para o ano t.

Custos Operacionais

A remuneração dos gastos com administração, operação e manutenção se realiza por meio dos chamados custos permitidos (*allowed costs*), os quais se agrupam nos conceitos de remuneração rápida do TOTEX, custos não controláveis, outros custos (pensões, resultados de revisões tarifárias anteriores) e impostos permitidos. A remuneração rápida do TOTEX corresponde à sua parte circulante, que se recupera em um ano. O modelo RIIO introduz uma gama de modificações com respeito aos critérios estabelecidos no modelo de revisão tarifária anterior ao considerar no TOTEX:

- CAPEX não operacionais;

- Custos de suporte ao negócio, ou seja, aqueles custos que não estão diretamente relacionados com a produção.

Dentro do modelo RIIO não são adotados parâmetros de eficiência gerais e para os parâmetros de eficiência individuais o método utilizado não é mais um modelo econométrico ou de fronteira de eficiência. No caso do modelo RIIO, as distribuidoras de energia elétrica submetem planos de negócios bem justificados, contendo os produtos a serem entregues bem como os incentivos para a entrega dos mesmos. O nível de controle do regulador pode variar de acordo com a qualidade do plano de negócios apresentado pela empresa. Isso incentiva as empresas a apresentar o seu melhor ponto de vista inicial. A empresa que apresentar um plano de negócio com alta qualidade pode ser avaliada por esse "fast tracking". O Regulador aplica um tratamento proporcional e em alguns casos utiliza o "fast tracking" de tais produtos.

Dentro do modelo RIIO, o bônus recebido pela distribuidora está associado à demonstração de eficiência dos custos e do caráter de longo prazo do capital contido no plano de negócios. São também aplicadas taxas de incentivos a eficiência aplicada sob o TOTEX das distribuidoras.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Com relação ao processo de remuneração pelos investimentos realizados têm-se duas componentes principais a serem analisadas:

- A aplicação do custo de capital sobre a base regulatória de ativos (BRA), sendo a mesma reconhecida regulatoriamente líquida de depreciação;
- A quota anual de depreciação regulatória dos ativos o qual depende da vida útil média estabelecida pelo regulador.

O método de remuneração dos investimentos adotado pela Ofgem no método RIIO é análogo ao utilizado no modelo RPI-X. No entanto, o conceito de otimização e eficiência no modelo RIIO possui um alcance mais amplo, integral e de longo prazo que o aplicado no modelo RPI-X.

Base Regulatória de Ativos

A BRA no final de cada ano é o resultado da adição a BRA avaliada no início do ano dos ajustes por transferências de ativos e incrementos na BRA e pela redução das depreciações gerais no ano.

$$\boldsymbol{BRA_t = BRA_{t-1} + TRANSF_t + INCBRA_t - DEP_t}$$

Onde:

BRA_t é a Base Regulatória de Ativos, o estoque de ativos no final do t.

$TRANSF_t$ são as transferências de ativos realizadas durante o ano t.

$INCBRA_t$ são os incrementos da BRA ocorridos durante o ano t.

DEP_t são as depreciações da BRA geradas durante o ano t.

A BRA no final de cada ano é o resultado de adicionar os ajustes por transferências de ativos e incrementos da BRA à BRA avaliada no início do ano e de deduzir da mesma as depreciações geradas no período. Um aspecto distinto do modelo RIIO com relação ao modelo RPI-X é que, para os efeitos de avaliação, não se distingue investimentos de gastos com administração, operação e manutenção, somente sinalizando a soma de ambos os componentes (TOTEX). Para efeitos de remuneração, o TOTEX é desagregado em duas componentes:

- Recuperação lenta do TOTEX (*slow Money*): corresponde a parte da fórmula do TOTEX que é adicionada a BRA ($INCBRA_t$)
- Recuperação rápida do TOTEX (*fast Money*): corresponde a parte do TOTEX que se recupera anualmente, de forma similar ao tratamento recebido pelo OPEX.

Custo de Capital

O modelo RIIO estabelece quatro critérios principais para a determinação do custo de capital que assegure que uma empresa, que atua eficientemente, possa se financiar tanto por meio do seu próprio capital quanto com o de terceiros:

- Continuar com o critério determinado no modelo RPI-X de calcular o custo de capital através do modelo WACC;
- Determinar o custo da dívida com base na informação média de longo prazo com atualização anual (atualizam-se a cada oito anos);
- Continuar com o critério determinado no modelo RPI-X para determinar o custo do capital próprio através do modelo CAPM;
- Estabelecer níveis de estrutura de capital que reflita a exposição ao risco de cada uma das empresas, podendo a mesma variar entre setores e dentro do próprio setor.

O reconhecimento do custo de capital para a determinação das receitas da distribuidora é efetuado com base, também, nas provisões necessárias para o atendimento ao plano de negócios apresentado pela distribuidora, no entanto, são considerados requisitos de eficiência dos investimentos, além do sistema de benefícios/penalidades para a entrega dos produtos contidos no plano de negócios.

Tratamento Regulatório das Perdas

As perdas não técnicas não são um problema relevante no Reino Unido, logo a redução de perdas se associa muito mais a perdas técnicas do que as não-técnicas.

Nesse caso, a ideia é que o regulador coloque uma cláusula de obrigação de redução de perdas na licença das distribuidoras, junto com a possibilidade das mesmas justificarem gastos nos seus planos de negócio, devendo apresentar informes anuais que comparem as reduções planejadas com as alcançadas. Também haverá uma recompensa monetária de até 32 milhões de libras para premiar iniciativas eficientes e inovadoras de redução de perdas. A Ofgem prevê revisar os mecanismos de incentivo para redução de perdas na RIIO-ED2 depois de avaliar se as tecnologias de medidores inteligentes e outras inovações permitem uma medição mais confiável de perdas.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

A qualidade de serviço e de produto dentro desse novo modelo é analisada em um contexto mais macro, ou seja, a mesma é analisada dentro do plano de negócios apresentado por cada distribuidora.

A qualidade de serviço e de produto será analisada de forma integral dentro dos planos de negócio apresentados pelas empresas. Atualmente, as normas de desempenho elétrico especificam níveis mínimos de desempenho esperado das empresas. Caso esses níveis não sejam alcançados, o cliente tem direito de receber compensação, com algumas exceções.

Tais normas abarcam um range de atividades incluindo a restauração do fornecimento, qualidade de tensão e períodos de aviso. A comparação do desempenho das empresas com relação a esses padrões é um indicador de qualidade muito útil.

O serviço ao cliente tem sido uma das atividades chaves da Ofgem para a regulação de redes. Os clientes esperam que seja fácil e rápido o contato com a empresa distribuidora e que a mesma responda às suas necessidades e demandas. A Ofgem estabeleceu incentivos financeiros para as empresas que fornecem um nível adequado de serviço ao cliente, baseado na disposição a pagar desses clientes. As licenças das empresas também possuem cláusulas com obrigações com relação a esse tema.

18 ALEMANHA

18.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

A liberalização do setor elétrico alemão ocorreu no ano de 1998, por meio da *Law on the Fuel and Electricity Industries*, que como em quase a totalidade dos países europeus, foi alicerceada pela *EU Energy Directive* 96/92/EC[296]. Com isso, as atividades de geração e comercialização passaram a atuar em ambiente competitivo enquanto a atividade de transmissão e distribuição em um ambiente regulado.

Dentro desse novo contexto, tem-se então, todos os geradores atuando em regime de livre concorrência, sendo também incentivado o desenvolvimento de projetos de geração com fontes renováveis. A atividade de transmissão de energia elétrica é executada por diferentes operadores, sendo eles os que seguem:

- → *Amprion GmbH*: detentora de 11.000 km de linhas, opera na maior parte da Alemanha, além de servir como a principal interconexão com outros países europeus;
- → *TenneT TSO GmbH*: possui um total de 10.700 km de linhas, e opera, essencialmente, da fronteira da Alemanha com a Dinamarca até os Alpes;
- → *TransnetBW GmbH*: possui 3.236 km de linhas e opera em *Baden-Württemberg*;
- → *50Hertz Transmission:* possui 9.840 km de linhas, operando tanto no norte quanto no leste da Alemanha[297].

Já a distribuição de energia elétrica é operada por uma enorme quantidade de distribuidoras, sendo elas verticalmente integradas, por isso, em geral possuem ativos de geração e são também comercializadoras de energia elétrica. A grande maioria das distribuidoras atende menos de 100 mil consumidores[298]. Em 2010, existia um total de 869 distribuidoras operando no país.

A comercialização de energia elétrica ocorre tanto no atacado quanto no varejo, sendo no primeiro comercializado grandes quantidades de eletricidade (no mercado spot ou por contratos bilaterais) e no segundo é onde o consumidor final tem a possibilidade de escolher seu comercializador de energia elétrica.

[296] Ockenfels et al (2008).
[297] IEA (2013) – Energy Policies of IEA Countries, Germany 2013 Review (p. 139).
[298] IEA (2013) – Energy Policies of IEA Countries, Germany 2013 Review (p. 140).

Marco Institucional

O setor elétrico é composto por outras instituições além das empresas privadas mencionadas no tópico anterior. A seguir as mesmas são apresentadas contendo uma breve descrição das suas atribuições:

a) *Federal Ministry for Economic Affairs and Energy*, que tem a responsabilidade de formular e implantar a política energética[299].
b) *Federal Ministry for the Enviroment, Nature Convertion, Building and Nuclear Safety*, que tem a responsabilidade de elaborar políticas para a energia renovável e a segurança da energia nuclear[300].
c) *Federal Network Agency (bundesnetzagentur)*[301], que é o regulador do sistema elétrico, encarregado de supervisionar a operação dos operadores das redes de transmissão e distribuição. As bases legais para as atividades *do Federal Network Agency* estão dadas pela *Energy Act* e pela *Grid Expansion Acceleration Act*.
d) O *Federal Network Agency* tem a responsabilidade de aprovar as tarifas de uso das redes, garantir o livre acesso e garantir a qualidade do sistema.
e) *Federal Cartel Office (bundeskartellamt)* é uma autoridade federal independente responsável em garantir a concorrência dos mercados na Alemanha[302].
f) *European Energy Exchange (EEX)* localizada em Leipzig é o maior operador do mercado atacadista de energia elétrica na Alemanha e um dos maiores na Europa. A EEX oferece plataformas de comercialização de energia elétrica, gás natural e de permissões de emissão de CO_2 e também opera o mercado de derivativos financeiros para transações de energia, além de oferecer um espaço de negociação de contratos *over-the-counter* (OTC)[303].
g) *European Power Exchange* (EPEX SPOT) é uma plataforma do mercado spot de energia, operada pela EEX e pela *Powernext.* Nesta plataforma se realizam transações de energia elétrica no mercado do dia seguinte e no mercado intradiário.

[299] IEA (2013) – Energy Policies of IEA Countries, Germany 2013 Review (p. 136).
[300] IEA (2013) – Energy Policies of IEA Countries, Germany 2013 Review (p. 136).
[301] Bundesnetzagentur (2014).
[302] Bundeskartellamt (2013).
[303] IEA (2013) – Energy Policies of IEA Countries, Germany 2013 Review (p. 145).

18.2 Modelo Tarifário[304] [305] [306] [307] [308]

O modelo tarifário aplicado na definição das tarifas de distribuição de energia elétrica na Alemanha, até o ano de 2009, era concebido como um modelo regulatório ex-ante orientado para os custos. De 2009 em diante, o modelo regulatório foi alterado e passou ser concebido como um modelo de regulação por incentivos (Anreizregulierung).

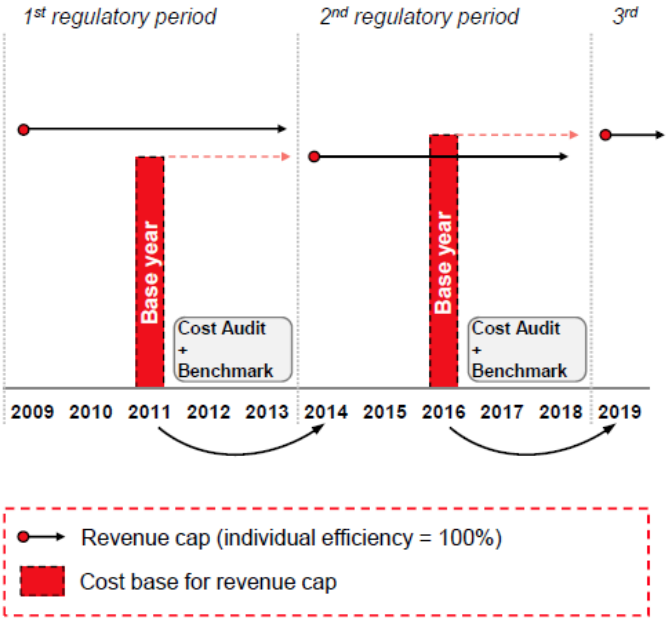
A motivação principal para a mudança do modelo foi a busca de um aumento da eficiência dos operadores das linhas de distribuição e transmissão. A regulação por incentivos atualmente aplicada realça as eficiências dinâmicas enquanto o modelo anteriormente aplicado era composto por um custo estático, o que não favorecia a busca por uma maior eficiência.

Na regulação alemã, os períodos tarifários são compostos por 5 anos, e nos períodos entre as revisões, tal como ocorre no Brasil, as distribuidoras têm a possibilidade de auferir benefícios econômicos resultantes dos ganhos de eficiência e esses benefícios são compartilhados com os consumidores no apenas no período tarifário seguinte. Ou seja, no final de cada ciclo regulatório, o beneficio resultante da melhoria da eficiência é compartilhado com os consumidores, resultando em quedas nas tarifas de acesso das redes de distribuição. O *Federal Network Agency – BnetzA*, define o modelo tarifário como *revenue cap* com yardstick competition.

Atualmente, a distribuição de energia elétrica encontra-se no 2º período regulatório (2014-2018). No rito regulatório do 2º ciclo de revisão tarifária foi considerado como ano base para cálculo de custos e da receita permitida o ano de 2011. Para o 3º ciclo de revisões, a receita permitida será calculada considerando o ano de 2016 como o ano base. Nos anos de 2012 e 2013, e respectivamente, nos anos de 2017 e 2018 a receita é ajustada considerando auditoria nos custos e a análise de benchmarking. Todo investimento realizado em substituição de equipamentos, entre os anos base, é refletido na receita permitida do período regulatório subsequente. A Figura 77 apresenta resumidamente os anos base do 1º e 2º período regulatório, bem como os períodos nos quais foi considerado o ajuste da receita ajustes de receita com base na auditoria dos custos e na análise de benchmarking.

[304] Wik-Consult (2011). Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries.
[305] Perin (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe.
[306] Pratical Law (2014). Electricity regulation in Germany: overview.
[307] E´On (2014). E.ON's European distribution business – Powering the energy system transformation.
[308] Dlouhy & Breuer. Electricity Regulation: Germany 2014.

Figura 77 – Análise do Cronograma Regulatório


1st regulatory period
2nd regulatory period
3rd
Base year
Cost Audit + Benchmark
Base year
Cost Audit + Benchmark
2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019
Revenue cap (individual efficiency = 100%)
Cost base for revenue cap

Fonte: E.On (2014)

18.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[309] [310] [311] [312]

A tarifa de distribuição de energia elétrica alemã é calculada seguindo a fórmula matemática apresentada a seguir.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}\right) \cdot (VPI_t/VPI_0 - PF_t) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Onde:

EO_t: receita permitida no ano t

$KA_{dnb,t}$: custos não gerenciáveis permanentes para o ano t

$KA_{vnb,0}$: custos não gerenciáveis atuais para auditoria e benchmarking

$KA_{b,0}$: custos gerenciáveis para auditoria dos custos e benchmarking

V_t: fator de alocação para o ano t

[309] E.On (2014). E.ON's European distribution business – Powering the energy system transformation.
[310] Wik-Consult (2011). Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries.
[311] Eureletric (2014). Electricity Distribution Investiments: What regulatory frameworkd do we need?
[312] Bundesnetzagentur (2012). Monitoringreport.

VPI_t: índice de inflação ao consumidor para o ano t

VPI_0: índice de inflação ao consumidor para o ano base

PF_t: fator de produtividade para o ano t

EF_t: fator de crescimento RES para o ano t

Q_t: componente de qualidade para o ano t

VK_t: custos voláteis para o ano t

VK_0: custos voláteis para auditoria de custos e benchmarking

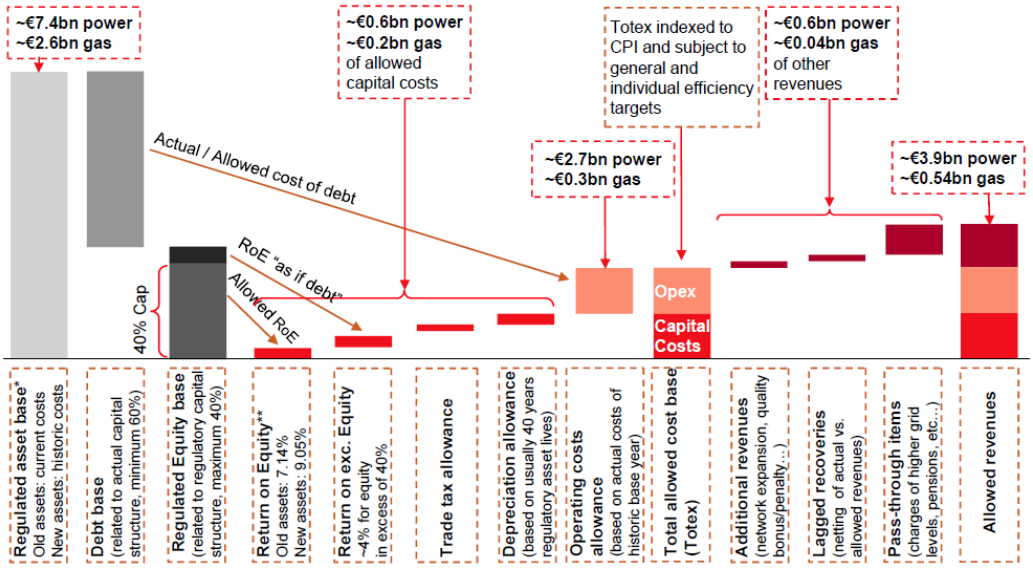
S_t: liquidação da conta regulatória para o ano t

A variável $KA_{dnb,t}$ compreende os custos associados a impostos e encargos pagos aos operadores de rede a montante. As variáveis $KA_{vnb,0}$ e $\cdot KA_{b,0}$ são auditadas e obtidas apartir de um bechmarking de custos. A variável $(1 - V_t)$ representa o intitulado "*distribution fator*" e o mesmo tem a função de remover os custos não eficientes da receita permitida e tem a função de representar a eficiência individual da empresa cuja receita está sendo calculada. A componente de inflação (VPI_t/VPI_0) é obtida por meio da razão entre o índice inflacionário no ano t e o ano base. A componente PF_t representa, dentro da equação apresentada, a eficiência geral do setor. Um fator de expansão aplicado para a distribuição de energia elétrica é inserido, levando em consideração em seu cálculo as mudanças na área de concessão, quantidade de consumidores, carga máxima, dentre outros. Esse fator é representado pela variável EF_t.

Tal como em outros países europeus já analisados, na regulação alemã, existe também uma componente de qualidade inserida no cálculo da receita permitida. Essa componente é representada pela variável Q_t. Por fim, as variáveis $(VK_t - VK_0)$ e S_t tratam dos custos voláteis e da liquidação da conta regulatória, que contabiliza a diferença entre as receitas permitidas e as receitas reais (positivas ou negativas). No último ano do período regulatório, o saldo da conta desta conta é determinado e, em seguida, liquidado ao longo do próximo período regulatório.

A regulação alemã segue o modelo de building blocks apresentado na Figura 78 abaixo. Os valores apresentados na Figura 78 correpondem a receita permitida de uma distribuidora para o ano de 2014 (e.on).

Figura 78 – Ilustração dos Componentes do Building Blocks Alemão



Fonte: E-ON (2014)

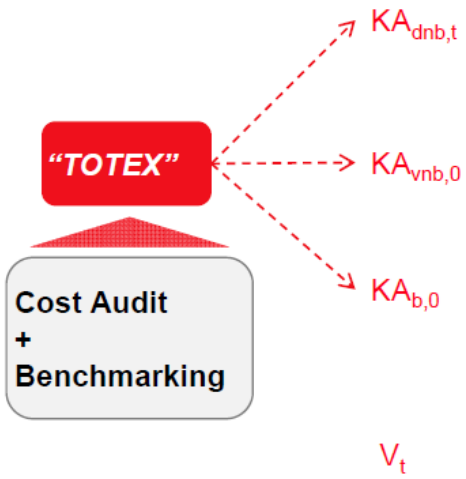
Custos Operacionais

Para o cálculo dos custos operacionais, dois procedimentos são adotados no início de cada ciclo: é realizada auditoria dos custos da distribuidora de energia elétrica, e também uma análise de benchmarking com tais custos. Para a execução da análise de benchmarking são considerados os custos totais do ano base. O nível de eficiência resultante dessa análise de custos é que define o caminho a ser seguido pela receita durante o período regulatório.

No presente período regulatório a receita máxima permitida é reajustada com base nos índices inflacionários e com base no fator de eficiência geral do setor (de 1,5%) e no fator de eficiência individual da distribuidora (obtido por meio da análise de benchmarking, correspondendo o quanto o nível de eficiência da empresa se afasta do nível de eficiência geral do setor).

A análise de benchmarking de custos é caculada aplicando dois métodos de análise de fronteira de eficiência: o DEA e o SFA. O Totex é considerado como input dos modelos e são testados diversos outputs, apresentados mais adiante no item. Seguindo a lógica do uso do Totex como input, a Figura 79 a decomposição do Totex considerando as variáveis contidas no modelo de cálculo da receita permitida.

Figura 79 – Decomposição da Totex



Fonte: E´ON (2014)

São utilizados para o cálculo do benchmarking 2 modelos DEA e 2 modelos SFA, sendo os mesmos listados abaixo.

→ Modelo DEA com dados da distribuidora (DEA I)

→ Modelo DEA com custos de capital padronizados (DEA II)

→ Modelo SFA com dados da distribuidora (SFA I)

→ Modelo SFA com custos de capital padronizados (SFA II)

Com relação aos outputs, devido ao fato de na Alemanha existir um grande número de redes de distribuição, o Regulador tem a possibilidade de usar diversas variáveis como output da análise de benchmarking. São realizados diversos pré-testes nos modelos, com as mais variadas especificações de modelo, objetivando mapear as duas dimensões de fornecimento: a dos consumidores finais e da capacidade de fornecimento. Ao todo, onze outputs entram em cada modelo de benchmarking de eficiência, sendo os sete primeiros responsáveis por representar o fornecimento ao usuário final, enquanto os quatro últimos capturam aspectos associados com a capacidade.

- Número de pontos de conexão ao longo dos três níveis de voltagem considerados (alta, média e baixa tensão);
- Circuito de cabos (alta e média tensão);
- Circuito de linhas (alta e média tensão);
- Tamanho total da rede de distribuição (baixa tensão);
- Área de fornecimento (baixa tensão);

- Pico de carga anual (alta/média tensão);
- Pico de carga anual (média/baixa tensão);
- Número de estações transformadoras ao longo dos três níveis de tensão considerados;
- Capacidade instalada de geração distribuída ao longo dos três níveis de tensão considerados;

Como já mencionado no item de apresentação do modelo regulatório, os custos eficientes (sejam eles custos gerenciáveis ou não gerenciáveis) são ajustados anualmente com base na inflação e no nível de eficiência da indústria e da empresa. Os custos não gerenciáveis permanentes são impostos e encargos pagos as redes a montante da rede de distribuição.

O nível de expansão da rede também é ajustado anualmente. Para a sua definição do nível da expansão da rede são consideradas as solicitações realizadas, por parte das distribuidoras, para a expansão da rede. As tarifas de distribuição variam de acordo com a área de concessão.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

No caso da Alemanha, a base de remuneração, considera, para os ativos antigos, os custos atuais de aquisição, já para os ativos novos, são considerados custos históricos de aquisição dos ativos. São considerados ativos antigos os capitalizados até 01/01/2006, e os mesmos são indexados até um máximo de 40% com índices de capital específicos para que seus custos correntes sejam deteterminados. Qualquer ativo capitalizado depois de 01/01/2006 é considerado um ativo novo na base.

A remuneração da base de ativos de cada uma das distribuidoras é calculada por meio do WACC que incidirá sob a base de remuneração. Para o atual período regulatório, o WACC nominal para a distribuição e transmissão de energia elétrica, aprovada pelo Regulador, é de 5,90%. Vale ressaltar que a estrutura de capital adotada no cálculo da WACC considera uma estrutura de 60% de capital de terceiros.

No caso dos investimentos, como apresentado na concepção do modelo, o Regulador considera um fator de expansão, que depende, essencialmente do número e novas conexões a rede (recebendo um ponderador de 50%) e do tamanho da área de concessão (que também é ponderada em 50%).

Ou seja, o fator de expansão representa o instrumento de remuneração dos investimentos devido a mudanças nas tarefas de fornecimento durante o período regulatório. O distribuidor pode, uma vez ao ano, solicitar a inclusão

do fator, caso os parâmetros estruturais tenham se alterado. Os parâmetros estruturais sujeitos a alteração são a área de concessão da rede de distribuição, o número de pontos de conexão e a carga de pico. A receita permitida aumenta em um montante fixo com base no crescimento dos parâmetros estruturais, não possuindo nenhuma relação com o volume de investimentos.

Tratamento Regulatório das Perdas

O tratamento regulatório das perdas é feito dentro do cálculo da receita permitida a componente $(VK_t - VK_0)$, nos custos variáveis associados com as perdas na rede de distribuição. O §11 V ARegV (*Anreizregulierungsverordnung* = *ordinance for incentive regulation*) trata do tema, que está muito mais associado a perdas técnicas do que as não técnicas.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

A componente de qualidade foi inserida no modelo em 2012 objetivando o alcance do nível ótimo da qualidade do fornecimento no país através de um sistema de bônus/penalidade. A regulação da qualidade do serviço é aplicada para linhas de distribuição de baixa e média voltagem, e utiliza o índice de duração média das interrupções - SAIDI como o único parâmetro da curva de referência, dependendo o mesmo da densidade da carga considerada. Os limites mínimos e máximos de ajuste na receita permitida são de -2% e +4% dos custos gerenciáveis.

Conta de Liquidação Regulatória

A componente S_t corresponde ao valor da liquidação da conta regulatória que, nada mais é que a diferença entre a receita permitida e a receita real (podendo ser positivo ou negativo). Essa diferença é reservada na conta regulatória, e no último ano do período regulatório o balanço da conta regulatória é efetuado e, então os valores são liquidados no período regulatório subsequente.

19 JAPÃO

19.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor

Na década de 1990, após a desregulamentação do setor elétrico em vários países, o governo japonês fez algumas tentativas reproduzir o mesmo em seu mercado elétrico. No entanto, os esforços não resultaram em uma mudança abrangente no setor, em razão da forte oposição política e pressão das empresas de energia regionais. Assim, enquanto o mercado atacadista de eletricidade (geração) está aberto a novos entrantes, os monopólios regionais ainda fornecem de 96 a 98% da energia elétrica[313].

A sequência das reformas introduzidas no setor elétrico japonês pode ser dividida da seguinte forma[314]:

- 1995 – abertura do mercado para os produtores independentes de energia (PIEs) e permissão para as empresas de geração atuarem verticalmente integradas.
- 2000 – introdução de competição parcial no mercado varejista e separação contábil do setor de distribuição e transmissão.
- 2005 – expansão da competição no mercado varejista de eletricidade e estabelecimento do mercado atacadista de eletricidade (JEPX) e suporte para a transmissão em áreas mais amplas.
- 2008 – Fim da liberalização para o setor residencial, ao considerar que não trouxe benefícios para os consumidores. Optou-se por reformas regulatórias para melhorar o ambiente competitivo nos mercados que já haviam sido liberados.

Pela ocorrência do acidente na central nuclear de Fukushima, em consequência do terremoto seguido de tsunami de 2011, o setor elétrico precisou ser radicalmente revisto. Em abril de 2013, o Conselho de Ministros decidiu fazer *Policy on Electricity System Reform*, que consiste em três pilares: expansão das redes elétricas, liberalização total da geração e do mercado atacadista e separação das atividades. Assim uma nova reforma foi segmentada em três fases, revendo a liberalização para pequenos consumidores[315]:

- *Fase 1 (até 2015)*: estabelecimento do *Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators* (OCCTO) e de uma organização

[313] NBR (2013). http://www.nbr.org/research/activity.aspx?id=368.
[314] METI (2014). http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/pdf/201410EMR_in_Japan.pdf.
[315] TEPCO (2014). http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/ir/kojin/jiyuka-e.html.

reguladora independente, com o objetivo de criar um mercado atacadista de energia no Japão nos moldes do *Electric Reliability Council of Texas*[316].

- *Fase 2 (2016)*: todas as classes de clientes estarão abertos à competição até 2016.
- *Fase 3 (2018-2020)*: ainda em fase de votação, deverá separar o setor de transmissão e distribuição do setor de geração. Esta reforma irá resultar na reestruturação das dez empresas japonesas de eletricidade em quatro unidades de negócios: uma *holding*, uma empresa de transmissão e distribuição, uma empresa de geração e uma empresa de varejo[317].

O setor elétrico japonês é dividido em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Na geração, além das empresas que atuam verticalmente integradas, há uma grande empresa que fornece eletricidade no mercado atacadista, J-Power, e vários outros fornecedores por atacado, como empresas municipais e geradores distribuídos autônomos. Antes de Fukushima, havia um plano, formulado em 2006, de que até 40% da geração seria de fonte nuclear até 2030[318]. Após o acidente, o governo japonês lançou um debate sobre a estratégia energética do país, incluindo um papel reduzido para a energia nuclear e ampliação do papel das renováveis na geração[319]. O desenho atual da expansão da geração é fortemente centrado no Estado. De acordo com o Artigo 29 do *Electricity Business Act* de 1995, as empresas de energia elétrica devem submeter ao governo seus planos de atendimento da demanda a cada ano. Esses planos devem explicitar como será o equilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade dos serviços públicos prestados, o plano de desenvolvimento de novas plantas de geração e os planos para a construção de redes de transmissão e subestações para os próximos dez anos seguintes. Após análise dos documentos, o governo decide se serão suficientes para garantir a estabilidade do abastecimento[320].

Marco Institucional

A infraestrutura institucional evolui em linha com a liberalização do mercado.

a) *Ministério da Economia, Comércio e Indústria (METI)* é responsável pela governança do setor elétrico e, portanto, o regulador do sistema elétrico. Dentro do METI, a *Agency of Natural Resources and Energy* (ANRE) é a seção responsável por políticas de energia elétrica. O *Electric Utility Industry Council* aconselha ao METI quando é solicitado. Ele é composto por

316 ELP (2014). http://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-19/issue-7/features/japan-s-new-electricity-market.html.
317 ELP (2014).
318 OECD (2008).
319 JONES (2013).
320 OECD (2008).

participantes do mundo acadêmico, representantes do serviço público, novos operadores, usuários finais e outros grupos sociais. O conselho estabeleceu o *Market Monitoring Subcommitte*, em 2005, com a responsabilidade de monitorar soluções de controvérsias, resultados de fiscalização e regulamentação do METI e as atuais condições do mercado de energia elétrica[321].

b) *Japan Fair Trade Commission (JFTC)* é responsável por monitorar a concorrência. Juntamente com o METI emitiu o *Guidelines for Proper Electric Power Trade*, que dentro da lei anti-monopólio e do *Electricity Business Act* descreve os princípios e práticas de comércio que possam violar a lei, com foco principal no comportamento das empresas verticalmente integradas.
c) *Federation of Electric Power Conpanies of Japan (FEPC)* foi criada em 1952 com o objetivo de promover o bom funcionamento do setor. É uma organização que promove a comunicação entre as dez empresas japonesas, um fórum de discussão de ideias para criar um modelo de ação coordenado. A entidade realiza atividades para assegurar a estabilidade nas operações da indústria elétrica no país, já que há divisões regionais para cada companhia.
d) *Electric Power System Council of Japan* (ESCJ) é um organismo independente, privado e sem fins lucrativos, cujo principal papel é estabelecer regras para o acesso à rede de transporte e aumentar a transparência.
e) *Japan Electric Power Exchange* (JEPX) foi estabelecida em 2003 e começou operar em abril de 2005. É formada por 21 acionistas: empresas verticalmente integradas (9), novos produtores e novos fornecedores (9) e outras três empresas. Opera o mercado *spot* e o mercado *forward*. No mercado *spot* a eletricidade é oferecida em intervalos de 30 minutos; no *forward market* a eletricidade pode ser comercializada de duas formas: *fixed-form*, para períodos de 1 semana e 1 mês de intervalo e *bulletin board*, onde a eletricidade é comercializada livremente para entrega no futuro. Em 2008 a JEPX também começou a negociar eletricidade limpa (CO_2-free) e créditos do Mecanismo de Kyoto e, em 2009, a operar o mercado diário (*intraday*) de eletricidade[322].
f) *Nuclear Regulatory Authority* (NRA) criada em setembro de 2012 para substituir duas outras agências nucleares, a *Nuclear Safety Commisssion* e METI's *Nuclear and Industrial Safety Agency*. NRA foi criada para fornecer uma avaliação mais independente da segurança nuclear. Aprovou, em 2013, diretrizes e procedimentos de segurança nuclear mais severos e é responsável pela sua execução.

O mercado de energia elétrica no Japão é dividido em dez áreas regionais. Em cada área há uma empresa regional monopolista que atua nos segmentos de

[321] OECD (2008).
[322] ASANO&GOTO (2013).

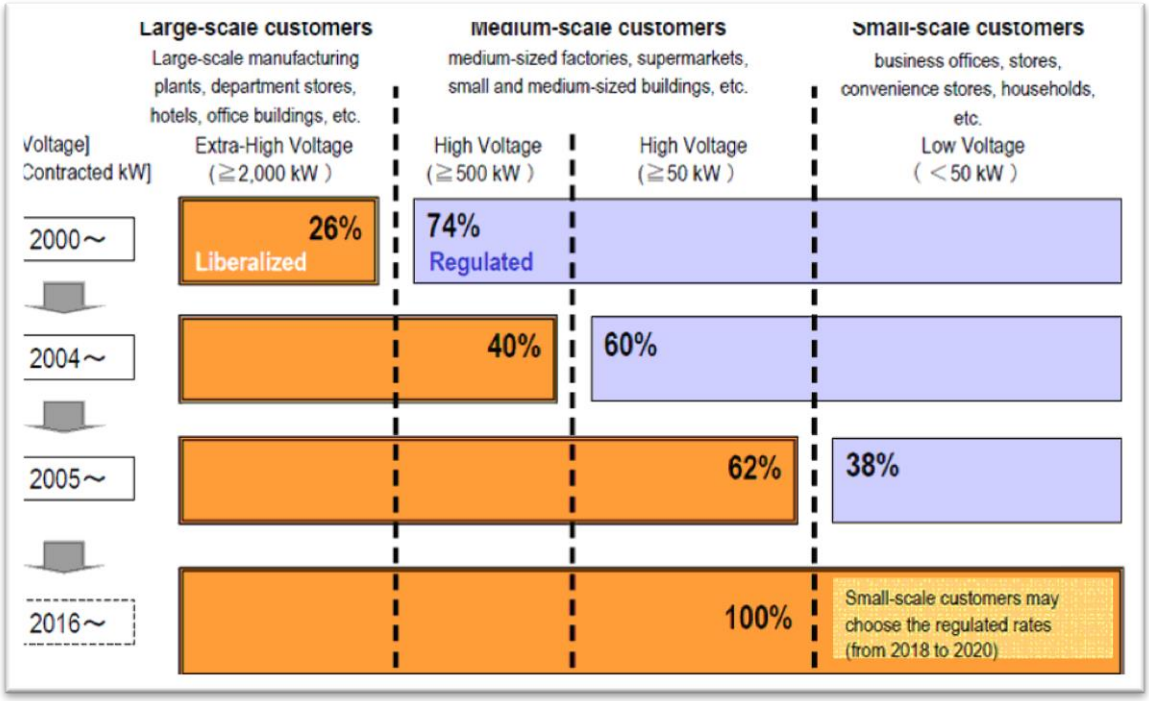
geração, transmissão e distribuição. O setor regulado é atendido pelas dez empresas concessionárias e regidas por regulamentação estatal[323].

A participação das vendas no varejo, a partir dos PIEs, aumentou cerca de 3,5% do total de usuários e aproximadamente 4,2% dos usuários de extra alta voltagem em 2010. O principal desafio em estabelecer competição varejista plena – ou seja, praticar a reforma liberal – é determinar o fornecedor de última instância e garantir fornecimento elétrico para áreas isoladas. Dentre as opções para fornecedor de última instância estão: o maior comercializador da região; um comercializador de determinada escala; companhias regionais de transmissão ou distribuição. Embora a desregulamentação no setor de varejo tenha progredido e, aproximadamente, 62% dos consumidores de energia elétrica tenham a opção de escolher o seu fornecedor, apenas cerca de 2% da energia gerada no país é fornecida no mercado desregulado[324].

Baseado nas observações e propostas apresentadas, em abril de 2013, o governo decidiu por uma Reforma do Sistema de Eletricidade, consistindo de três pilares básicos, já apresentados anteriormente: (1) expansão da operação de redes elétricas (através de uma organização inter-regional de coordenação para operadores de transmissão) – previsão para 2015; (2) plena liberalização do mercado varejista e da geração (continuação de tarifas reguladas como mecanismo de transição, para evitar choques), além de um mercado spot de entrega física em 1h seguinte à transação – previsão para 2016; (3) separação estrutural da propriedade de ativos de transmissão e distribuição; abolição da tarifa regulada e estabelecimento do mercado de ajuste no atacado, através do mercado spot já estabelecido – previsão para 2018-2020[325].Assim, de acordo com as revisões da Lei de Eletricidade em novembro de 2013 e junho de 2014, a liberalização total do mercado varejista de eletricidade está prevista para ser implementada em 2016[326]. A liberalização vai permitir que todos os clientes, incluindo o residencial, possam escolher o seu fornecedor de eletricidade[327]. A Figura 80 apresenta a evolução no tempo da liberalização do mercado varejista japonês de eletricidade.

[323] IEA (2014). http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/ImpactGlobalCoalSupply_WorldwideElectricityPrices_FINAL.pdf.
[324] IEA (2014).
[325] TEPCO (2014).
[326] MORI (2014). http://www.amt-law.com/pdf/bulletins12_pdf/140106.pdf.
[327] TEPCO (2014).

Figura 80 – Linha do tempo da liberalização do mercado varejista



Fonte: TEPCO, 2014

19.2 Modelo Tarifário[328] [329] [330] [331]

As tarifas de energia são definidas para os setores regulados e desregulados, conforme a Portaria do METI "*Public Power Business Power Supply Provisions Rate Calculation Rules*" [332] de março de 2012.

Os custos totais são calculados com base nos planos de suprimento da demanda e outros fatores. Em seguida, estes custos são distribuídos para cada segmento de demanda (livre ou regulado) com base nos cálculos dos custos individuais[333].

---

[328] Agency for Natural Resources and Energy Ministry of Economy, Trade and Industry. The Electricity Utilities Industry Law. Japão, 2003.
Ministry of Economy, Trade and Industry, METI. "Public Power Business Power Supply Provisions Rate Calculation Rules". Japão, 2012.
Documento Original: 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議.
TEPCO. Concept of Total Cost Calculation. Japão.
TEPCO. Disponível em http://www.tepco.co.jp/index-j.html.

[329] Sato & Matsudaira. Electricity Regulation 2014.

[330] Mori & Tomotsune. Electricity System Reform in Japan

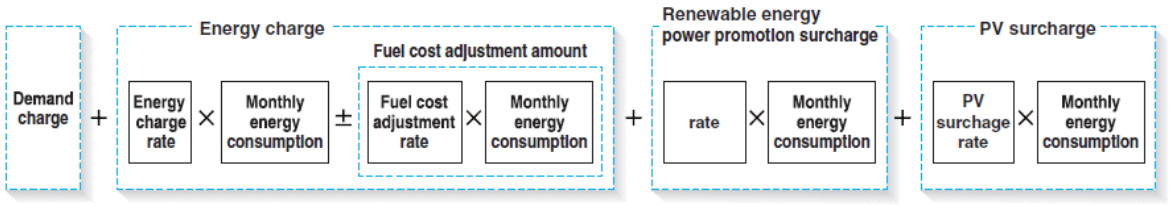
[331] International Energy Agency (2008). Energy Policies of IEA Countries, Japan 2008 Review.

[332] Tradução para o Inglês do documento "電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議"", original em japonês.

[333] TEPCO (2012).

a) Tarifa Regulada: o preço da energia no mercado elétrico japonês regulado é baseado no custo total, levando em conta uma racionalização da operação e um ajuste do custo do combustível. Desde abril de 2010, uma sobretaxa solar também foi acrescentada. Existe um sistema de ajuste de custo do combustível no setor regulado, baseado no portfólio de energia (nuclear, carvão, gás, petróleo e renovável) de cada concessionária e calculado na proporção dos custos de importação japonês, o que incorpora a volatilidade dos preços dos combustíveis[334]. Mudanças nas tarifas elétricas necessitam da aprovação do Ministério de Indústria e Comércio (METI). No entanto, desde o ano 2000, quedas tarifárias ou outras mudanças neutras e benéficas aos consumidores japoneses requerem apenas uma notificação ao regulador. A Figura 81 mostra como é calculado o custo da energia para o mercado regulado japonês.

Figura 81 – Fórmula para o cálculo do custo da energia no Japão

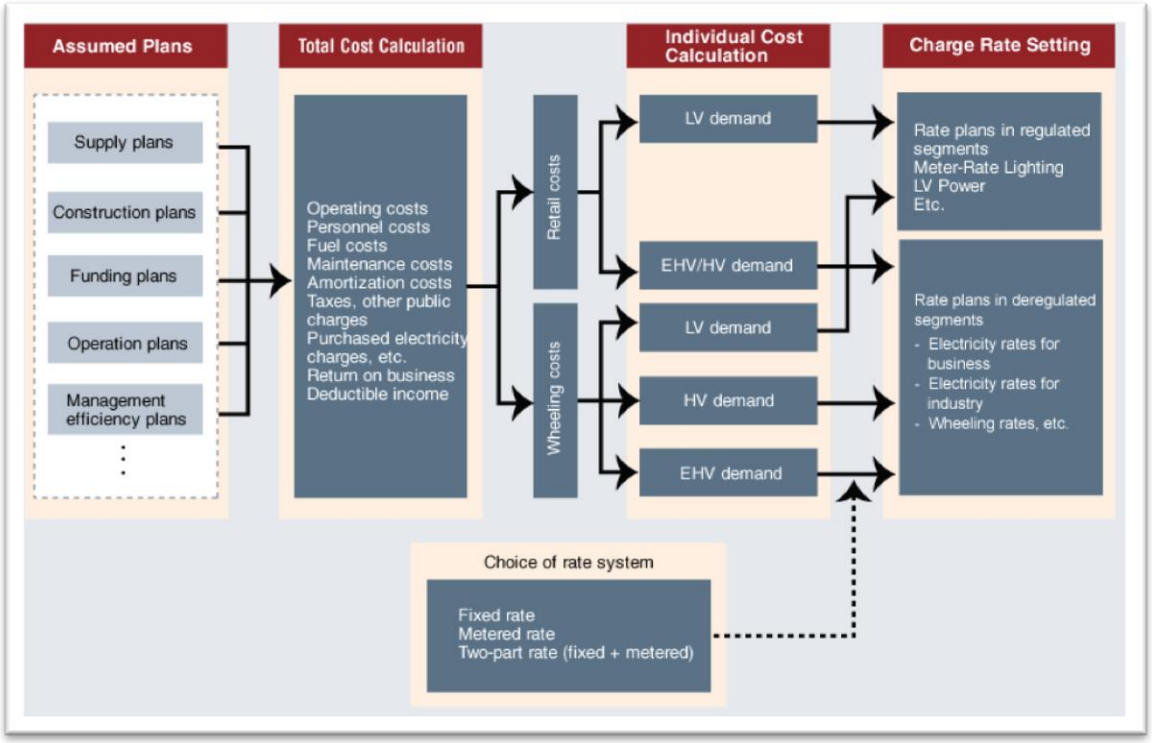


Fonte: TEPCO, 2012

b) Tarifa Livre: neste segmento as tarifas de energia elétrica são negociadas livremente entre o fornecedor (companhia de energia elétrica, planta geradora e fornecedora, etc) e o usuário final[335]. Entretanto, como as empresas elétricas atuais são verticalmente integradas e como o acesso à compra direta de energia por parte de empresas no mercado atacadista na prática é limitada, um sistema de determinação de tarifas semelhante ao do segmento regulado é comumente empregado. Na prática o consumidor dito livre acaba tendo uma tarifa específica de acordo com seus custos de acesso à rede de alta tensão, podendo eventualmente negociar um plano tarifário (tarifa fixa, tarifa medida, esquema híbrido). A Figura 82 ilustra a determinação tarifária para o mercado livre e regulado das empresas verticalmente integradas.

[334] IEA (2014).
[335] TEPCO (2012). http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/ir/kojin/ryoukin-e.html.

Figura 82 – Como as tarifas são definidas para o mercado livre e o regulado



Fonte: TEPCO, 2012

Conforme a Lei de Eletricidade de 2003, Artigo 19, a tarifa de energia elétrica deve atender aos seguintes pontos:

a) Deve ser a soma do custo justo e adequado de energia elétrica e os lucros justos e adequados, sob uma gestão eficiente;

b) As tarifas de energia elétrica devem ser estabelecidas explicitamente a uma tarifa fixa ou uma quantia fixa de acordo com a categoria do fornecimento de eletricidade;

c) Devem ser calculadas de forma razoável as questões relativas às responsabilidades pelo fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias e usuários, além das repartições entre eles das despesas de medidores elétricos, materiais, obras de ligações e outros trabalhos relacionados aos mesmos.

d) Não pode haver tratamento discriminatório entre os clientes.

A Figura 83 apresenta um demonstrativo de como é composta a tarifa de energia elétrica. O termo "Rendimentos Isentos" refere-se a ganhos provenientes de outras fontes de tarifas de energia elétrica (ex: venda de energia para empresas de energia externas).

Figura 83 – Composição da Tarifa no Japão

Fonte: Elaboração Própria

19.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[336] [337]

Custos Operacionais

Os itens de despesas operacionais são definidos conforme regras contábeis, baseada na experiência histórica da concessionária, as despesas devem refletir uma gestão eficiente.

Os custos operacionais são os seguintes (cada item é descrito e possui metodologia de cálculo, conforme a diretriz do METI "*Public Power Business Power Supply Provisions Rate Calculation Rules*"):

a) Custos Trabalhistas – Despesas de pessoal, abonos salariais, pagamentos de salários de aposentadoria, custos de bem estar, leitura de remessa de medidores, taxas de coleta, etc.

   O salário oficial é definido no âmbito da Assembleia Geral, com base em negociações sindicais.

b) Custos de Combustível - Os custos de combustível, custos de combustível térmico e nuclear, é a quantidade total de energia nova, calculado pela multiplicação do preço unitário pelo consumo.

c) Taxa de energia elétrica comprada - É um custo de energia comprada de outra zona geral das concessionárias de energia.

d) Custos de reparo - Os reparos, a fim de manter a função normal dos ativos fixos, substituição de peças, reparação de partes danificadas. É o custo necessário para as inspeções.

e) Depreciação - As despesas com depreciação e amortização, a fim de recuperar o capital investido.

[336] Ministry of Economy, Trade and Industry (2012). "Public Power Business Power Supply Provisions Rate Calculation Rules".
[337] TEPCO (s/d). Concept of Total Cost Calculation.

f) Custos de eliminação de resíduos - Um custo de eliminação de resíduos produzidos pela energia térmica e nuclear. É basicamente a variável de despesas que pode ser aumentada ou diminuída, de acordo com a quantidade de geração de energia.

g) Custo dos consumíveis – Despesas com óleos lubrificantes, gastos diversos com consumíveis, etc.

h) Despesas de Comissão - Custos operacionais de Consignação (custo de se confiar à operação ou inspeção de equipamentos para o outro), e os custos de comissões diversos.

i) Aluguel – Taxa de aluguel, tais como, edifícios de escritórios, taxa de uso da terra, necessário para a instalação da torre de aço (taxa de estrada ocupada etc.), outros veículos, pagamentos de locação, tais como materiais de escritório.

j) Gastos para propagação de desenvolvimento – Despesa para uso racional de energia, gastos com a propagação na rádio e tv, além de impressão de folhetos, etc.

k) Custos de treinamento - Formação para a finalidade de melhorar a formação dos empregados, com a finalidade de aprimorar os conhecimentos de tecnologia elétrica.

l) Financiamento de estudos

m) Despesas diversas - Despesas de Transporte e Comunicação (contas de telefone, correio, os custos de transporte, etc.), as despesas de viagem (viagem, despesas de transporte a ser pago pelo concessionário e tarifa diária de alojamento, etc.), doação, etc.

n) Custos por abandono de ativos - Custo que ocorre devido à aposentadoria de ativos fixos, perda na alienação de ativo imobilizado.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

No capítulo 6 do Regulamento "*Public Power Business Power Supply Provisions Rate Calculation Rules*" é possível verificar a metodologia para a justa e adequada recompensa do negócio.

A taxa de retorno é estipulada como uma taxa média ponderada, onde os pesos de capital próprio e capital de terceiros são 30% e 70%, respectivamente.

A taxa de retorno de capital próprio é calculada como a soma do valor máximo, que é o valor equivalente à taxa real da taxa de lucro de capital próprio de todas as indústrias, excluindo todos os operadores do poder público x (β), e o mínimo é o valor real de rendimentos das obrigações empresa pública tais como títulos do governo e regionais x ($1 - \beta$).

A taxa de retorno de capital externo é a média de remuneração dos juros da dívida de todos os operadores do poder público. Como se pode verificar nas fórmulas abaixo.

Quando calculada a taxa atual de retorno de capital próprio, o valor beta, que é um valor elástico de ações da empresa de energia contra o valor das ações do mercado global, é utilizado como um indicador que expressa os riscos administrativos do negócio de energia.

Estas taxas são obtidas da seguinte forma:

Taxa de retorno do negócio = valor dos ativos de energia x taxa de retorno

Taxa de retorno = Taxa de retorno de capital próprio x 30% +
Taxa de retorno de capital externo x 70%

Taxa de retorno de capital próprio = (Rendimentos atuais de títulos de empresas públicas x (1 – β) + Todas as indústrias (excluindo operadores do poder público) taxa de lucro de capital próprio x β).

- ***Valor Beta*** = Riscos administrativos do negócio de energia elétrica. Em geral, a taxa média de crescimento de ações de negócios, quando o valor das ações do mercado global aumenta 1%.

Taxa de retorno de capital externo = Média de remuneração de juros da dívida de 10 companhias do Setor Elétrico

- ***Taxa de remuneração de juros da dívida*** = Juros pagos dividido pela dívida com juros pendente (títulos, empréstimos etc.).

Tratamento Regulatório das Perdas

Não há um tratamento explícito na regulação sobre esse tema.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Não há um tratamento explícito na regulação sobre esse tema.

20 CHINA

20.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

Historicamente, o Ministério da Energia Elétrica atuou como formulador de políticas energéticas, regulador e operador do sistema elétrico chinês. Através do Ministério, as províncias chinesas detinham monopólios integrados em transmissão, distribuição e comercialização em suas jurisdições específicas[338]. Na geração, o governo buscou investir na expansão da capacidade instalada com financiamentos suportados principalmente por bancos públicos. Já no início da década de 1990, o governo promulgou uma série de regulações que pretenderiam encorajar o investimento estrangeiro direto do setor privado na área de energia elétrica.

Em 1997, a State Power Corporation of China (SPCC) foi criada para assumir as funções administrativas do Ministério de Energia Elétrica relacionadas às companhias elétricas. As empresas provinciais passaram a ser subsidiárias da SPCC. Assim, a estatal SPCC detinha a maior parte da infraestrutura de redes e concentrava 50% da capacidade de geração. O restante era propriedade de uma variedade de empresas públicas de todas as esferas[339].

Entre 1998 a 2002, várias medidas foram tomadas para reorganizar a SPCC, como a tentativa de separação dos ativos de geração e redes. Embora o governo tenha saído parcialmente da administração operacional da indústria elétrica, o monopólio SPCC continuava a dominar o setor.

Em 2002, com os problemas políticos internos, o órgão mais importante do governo, Conselho de Estado, assumiu o controle do processo de reforma do setor elétrico, em uma centralização de tarefas.

Assim, cinco anos depois de criada, a SPCC foi segmentada em 2002. O objetivo era reduzir a concentração de propriedade em ativos de geração e redes. A empresa foi desverticalizada e cinco empresas que só atuariam no segmento de geração foram criadas: *Huaneng Power Group, Datang Corporation, Huadian Corporation, Guodian Corporation, Power Investiment Corporation*. No momento da separação, nenhuma empresa poderia deter mais de 20% da capacidade instalada em cada um dos mercados regionais. No ano de 2010, essas empresas eram responsáveis por metade da capacidade de geração da China. O restante era de diversas empresas públicas, com ou sem envolvimento de uma das cinco companhias do ex-monopólio. Algumas são estatais e atuam nacionalmente, como a Corporação de Três Gargantas, Grupo Shenhua e a Corporação Nuclear

[338] ANDREWS-SPEED et al.
[339] ANDREWS-SPEED et al.

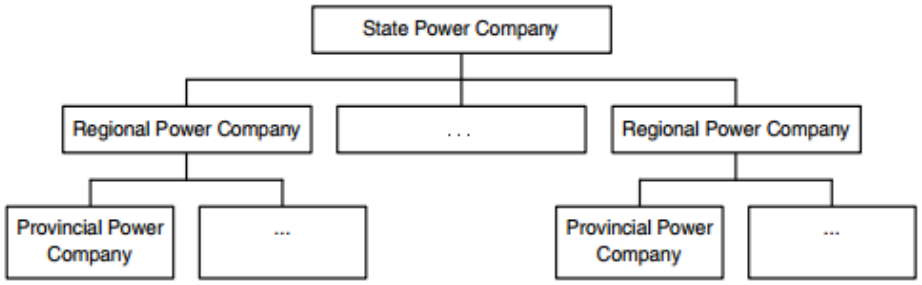
da China. No entanto, outras atuam apenas em uma determinada área, sendo propriedade dos governos locais.

Existem geradoras privadas no país. Elas instalaram-se principalmente durante a década de 1990, quando o governo chinês celebrava alguns acordos de concessão em processos competitivos para estimular o investimento estrangeiro direto. Este é o caso, por exemplo, da Usina Laibin B (720 MW, carvão), 100% propriedade da EDF, licitada em 1996 e ainda ativa[340]. Esse método ainda continua acontecendo, principalmente para o desenvolvimento renovável. No entanto, geradoras privadas são pouco expressivas. Com o aumento das receitas públicas, o fortalecimento de geradoras estatais (que têm fácil acesso de crédito) e o impacto da crise de 2008 nas finanças das empresas estrangeiras, o setor público consolidou-se na cadeia de geração.

Em transmissão e distribuição, duas companhias foram criadas como proprietárias e operadoras do sistema chinês: State Grid Company (SGCC) e Southern China Power Grid (SCPG)[341]. A State Grid seria responsável pela maior parte do território e pelas linhas de transmissão inter-regionais. Já a Southern Power passaria a atuar no sul da China. No entanto, a distribuição não foi separada da transmissão e a função de despacho não foi separada da propriedade dos ativos. As empresas de transmissão são as mesmas de distribuição e comercialização de energia elétrica.

A State Grid e a Southern Power possuem subsidiárias regionais e provinciais. A hierarquia do sistema de redes na China é apresentada na Figura 84.

Figura 84 – Hierarquia do sistema de redes na China após as reformas do setor elétrico



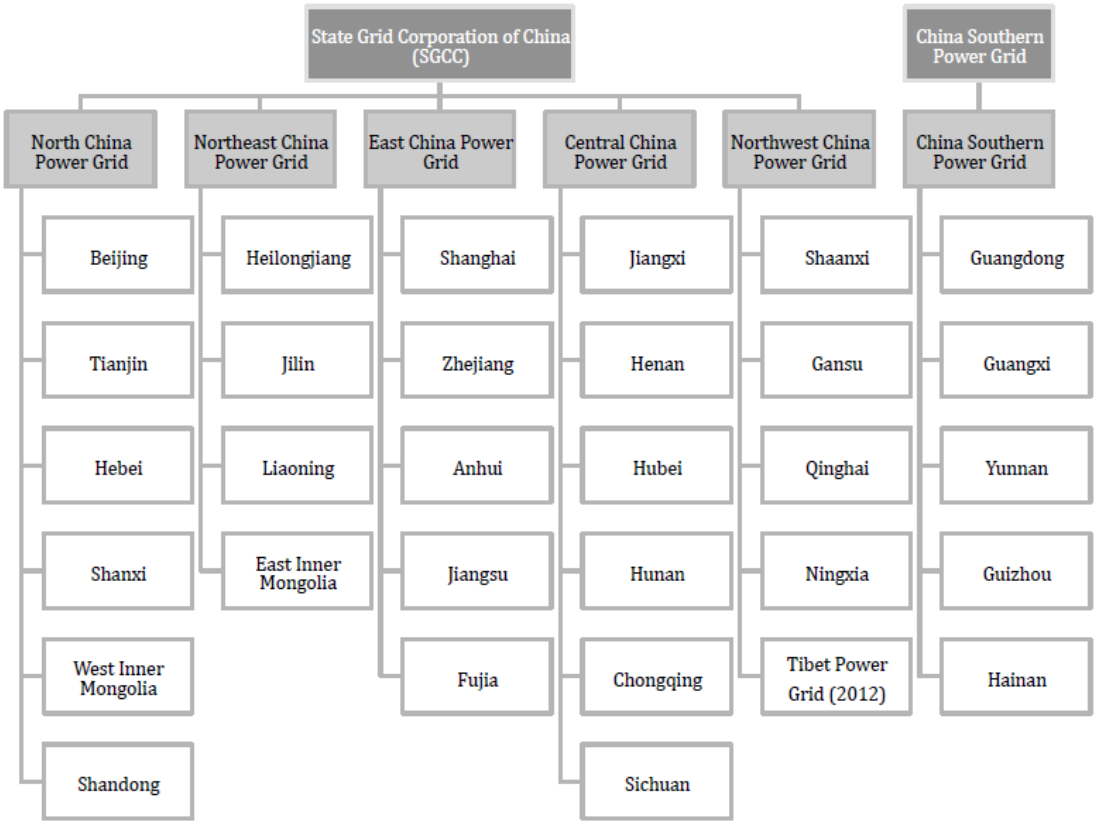
Fonte: ZHU, YANG, FAN, WEI, GAN (2005)

Em 2012, existiam seis redes interprovinciais administradas por companhias regionais, conforme apresentadas na Figura 85: *North China Grid, Northeast*

[340] Banco Mundial (2011) PPP Insights - The Expansion of China's Generation Capacity.
[341] ANDREWS-SPEED et al.

China Grid, East China Grid, Central China Grid, Northwest China Grid e China Southern Grid.

Figura 85 – Redes de Energia Regionais na China



Fonte: China's Power Sector Restructuring and Electricity Price Reforms

Entre 2002 e 2005, o Conselho de Estado continuou a atuar ativamente nas reformas. Nesse período, o intuito foi a criação de novas agências públicas responsáveis pela regulação da indústria energética, redistribuição de funções e criação de novas competências no funcionalismo.

A medida mais importante foi a criação da *State Electricity Regulatory Commission* (SERC) em 2002, subordinada ao Conselho com uma série de responsabilidades estratégias e regulatórias, principalmente a regulação técnica, para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia. A SERC poderia investigar comportamentos anti-competitivos ou irregulares no mercado elétrico e até arbitrar litígios entre companhias, mas apenas poderia sugerir valores tarifários. A autoridade para determinação de preços das tarifas reguladas continuaria a ser o departamento de precificação da *Nacional Development and Reform Commission* (NDRC)[342].

[342] ANDREWS-SPEED et al.

A SERC foi responsável por criar mercados-teste no atacado, como forma de praticar o funcionamento de um novo mercado elétrico no país. Três mercados foram criados a partir de 2004, no Nordeste, Leste e Sul da China. Por uma série de acontecimentos e restrições internas que serão anunciados na seção "Mercado elétrico", o prosseguimento desses mercados, ou fortalecimento, foi impedido e eles foram desativados.

Contudo, os apagões em 2005 levaram a um novo posicionamento do governo chinês: mudar o foco da implantação de uma reforma de liberalização para a garantia da segurança do fornecimento aos consumidores finais, especialmente através da expansão da capacidade de geração. O período entre 2005-2012 foi caracterizado pelo aumento dramático da demanda elétrica em todos os setores de consumo, levando à estagnação do processo de reformas liberais.

As empresas de energia passaram a privilegiar o aumento da capacidade de geração e garantia de fornecimento, enquanto o governo estudava formas de promover a eficiência energética e energias renováveis para compensar a emissão de gases poluidores. O Estado estabeleceu metas de economia energética para indústrias eletrointensivas através da NDRC já em 2004, a fim de reduzir a intensidade energética em 20%, de 2005 a 2010. Além disso, objetivando estimular o crescimento da capacidade instalada, houve fácil acesso a capital de baixo custo[343]. Como resultado, a capacidade instalada no país dobrou entre 2002 e 2007, passando de 363 GW para 725 GW, e continua a crescer a altas taxas[344].

Marco Institucional

Na China, as entidades criadas para garantir um bom funcionamento do setor elétrico são as seguintes:

a) *Conselho de Estado*[345] é o órgão executivo supremo da República Popular da China. O primeiro-ministro é considerado o líder do Conselho e um chefe de governo, nomeado pelo presidente. O Conselho de Estado foi o responsável por conduzir as reformas do setor elétrico no país. Considera-se a autoridade máxima do setor de energia, mas também em outras áreas, pois controla todos os ministérios da República, academias, agências e outras entidades públicas.
b) *National Energy Commission (NEC)*[346], criada em 2010 para estipular estratégias energéticas, deliberar sobre questões relativas à segurança do

[343] ANDREWS-SPEED et al.
[344] EIA (2014) China Overview.
[345] THE STATE COUNCIL OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA (2015) Home Page.
[346] SERC (2012) Electricity and Regulatory Overview of China.

setor e coordenar assuntos de importância para o desenvolvimento da energia na China.

c) *National Development and Reform Commission (NDRC)*[347] é um departamento do Conselho de Estado criado em 2003 para regular as tarifas dos consumidores finais de eletricidade e os preços pagos aos agentes do setor elétrico em todas as cadeias. Assim, a NDRC ainda determina o preço que as companhias de carvão devem receber dos geradores. Atua não somente no setor elétrico, mas em outras áreas energéticas, como o petróleo.
d) *State-Owned Assets Supervision and Administration Commission (SASAC)*[348] é um órgão criado em 2003 que tem o objetivo de supervisionar e prezar pelo bom funcionamento dos ativos pertencentes ao Estado chinês, incluindo os de eletricidade;
e) *State Electricity Regulatory Commission (SERC)* [349] foi criada em 2003 e era a autoridade regulatória para questões técnicas do setor elétrico (operativas não-econômicas). Em 2013, foi incorporada pela NEA para evitar funções sobrepostas na reforma energética e na aprovação de projetos energéticos.
f) *National Energy Administration (NEA)*[350] foi estabelecida em 2008 como um órgão de desenvolvimento de políticas, leis, regulação e monitoramento do setor elétrico. Com a fusão da NEA com a SERC em 2013, a entidade é a atual reguladora. Cabe a ela não somente a regulação operativa, mas também o desenvolvimento de pesquisa, planejamentos e supervisões em energias primárias e secundárias.
g) *State Grid Corporation of China (SGCC)*[351] foi criada em 2002 como uma empresa pública especializada em redes de transmissão e distribuição, assumindo os ativos do ex-monopólio verticalizado. É a proprietária e operadora da rede em 26 províncias do território chinês, comercializando eletricidade com os consumidores finais.
h) *China Southern Power Grid* (CSG)[352], também estabelecida em 2002, atua em cinco províncias do Sul da China como operadora e proprietária dos ativos de transmissão e distribuição, servindo uma população de 230 milhões de pessoas.
i) *China Electricity Council*[353] foi fundado em 1988 e é uma organização que reúne empresas energéticas e instituições do setor elétrico na China.

[347] EIA (2014) China Overview.
[348] SERC (2012) Electricity and Regulatory Overview of China.
[349] KREAB GAVIN ANDERSON (2013) China's NEA Gains New Regulatory Powers.
[350] SERC (2012) Electricity and Regulatory Overview of China e SWEDISH AGENCY FOR GROWTH POLICY ANALYSIS (2014) China's National Energy Administration – A short overview.
[351] STATE GRID (2015) Brief Introduction.
[352] CHINA SOUTHERN POWER GRID (2015) About us.
[353] CHINA ELECTRICITY COUNCIL (2015) CEC in Brief.

Funciona atualmente como uma ponte entre o governo e empresas energéticas, reportando ao governo os pedidos de seus membros, como no caso de proteção legal.

20.2 Modelo Tarifário[354] [355] [356] [357]

O sistema de precificação das tarifas aos consumidores finais mudou pouco na década de 1990 e continuou a ser baseado no modelo criado na década de 1960, chamado "catálogo".

O sistema "catálogo" é um método de valoração as tarifas elétricas de acordo com diferentes tipos de consumidores e permite que o governo dê um tratamento preferencial à indústria pesada, instalações químicas e setor agrícola. Esse método contava com oito categorias de consumidores (residencial, iluminação não-residencial, indústria geral, indústria pesada, indústria química, comercial, agricultura e irrigação) em três classificações de tensão. O sistema de catálogo foi estendido para toda a China. Ele era somente um ponto de partida para o cálculo dos preços finais, sendo acrescentadas outras cobranças e taxas. Cada província determinava sua base de catálogo, sob aprovação da NDRC.

Na época dos mercados-teste, o sistema de preço para os geradores mudou nacionalmente[358]. Em 2003, o Conselho de Estado estabeleceu a "Esquema de reforma do preço da eletricidade"[359], que antecipava uma supervisão nas tarifas até então vigentes e o desenvolvimento de mercados competitivos para a geração e o varejo. Em 2005, a NDRC descreveu esse plano com mais detalhes. A estratégia incluía a criação de três categorias tarifárias: geração, transmissão/distribuição e varejo, com uma eventual separação entre as tarifas de transmissão e distribuição. As tarifas atacadistas seriam compostas por: remuneração por capacidade e custo da energia. O pagamento da capacidade seria determinado pelo governo, enquanto o custo da energia calculado pela natureza competitiva dos *pools* regionais. Vendas bilaterais seriam admitidas e cada mercado regional teria suas regras específicas. A tarifa de rede seria baseada no custo de recuperação e em um lucro razoável para as companhias. O sistema de "catálogos" seria mantido, mas com a redução das categorias de clientes para três: residencial, agrário e industrial/comercial. As duas primeiras categorias estariam sujeitas a uma tarifa única, enquanto a terceira categoria

354 Edwards (2012). China's Power Sector Restructuring and Electricity Price Reforms.
355 Liu (s/d). Electricity regulation and electricity market reform in China.
356 Qiu & Li (2012). Energy Regulation and Legislation in China.
357 The Regulatory Assistance Project (2008). China's Power Sector: A Backgrounder for International Regulators and Policy Advisors.
358 ANDREWS-SPEED et al.
359 ANDREWS-SPEED et al.

(grandes consumidores) teria uma tarifa de duas partes para consumidores com capacidade de 100 kW ou mais. Outras diferenciações seriam determinadas, como preços de pico/fora de pico, estações secas/chuvosas, etc. A NDRC continuaria a determinar as tarifas reguladas bem como os preços atacadistas até que a competição fosse introduzida.

Com a mudança na postura do governo em 2005, para garantir a segurança do fornecimento elétrico, o plano reformista foi deixado de lado. Como houve crescimento da intensidade energética, o governo aumentou as tarifas varejistas para determinadas indústrias eletrointensivas. As tarifas desses clientes foram aumentando gradualmente até 2010, quando foi instituído um sistema de preços punitivos. Essa nova política encontrou muita resistência de governos locais. Para garantir uma coesão política, o governo central autorizou que os fundos arrecadados com o aumento das tarifas fossem destinados para governos das províncias.

Atualmente, o sistema de catálogos continua existindo, com sete tipos de clientes: residencial, comercial, alta indústria, indústria em geral, iluminação não-residencial, agricultura e irrigação em áreas pobres.

O modelo tarifário atual não determina as tarifas de redes (T&D) de forma sistemática, transparente, nem de forma a refletir os custos praticados (*cost-reflective*). Tampouco há distinção clara entre os custos de transmissão e distribuição de forma separada. Ao invés de iniciar com uma avaliação *bottom-up* detalhada de custos, o NRDC toma os preços praticados como ponto de partida, fazendo os ajustes nos preços da geração e do varejo. Os custos de transmissão e de distribuição são embutidos nos preços de varejo cobrados dos usuários finais. Em essência, a diferença entre os preços de varejo e preços de geração, abrangem transmissão, distribuição, e as funções restantes das empresas de energia elétrica.

Em média, os preços da geração são mais ou menos de acordo com os custos marginais, excluindo os custos ambientais. Porém, os níveis de preços existentes para classes específicas dos clientes não estão bem alinhados com os custos reais. Adicionalmente, a estrutura tarifária não está bem alinhada com os custos ou com os esforços para enfrentar as barreiras de mercado para a eficiência energética.

No final de 2014, o NRDC estabeleceu um projeto piloto de determinação das tarifas de transmissão e distribuição com base nos custos praticados, dando seguimento ao processo de reforma do setor elétrico chinês. Esse piloto foi implementado para a *Shenzhen Power Co*., subsidiária da *China Southern Grid,* tendo sido estabelecidas novas tarifas a partir de 1º de janeiro de 2015, e um período tarifário de 3 anos (2015-2017) para avaliação. Mais adiante será detalhada essa nova metodologia em formação.

20.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[360] [361] [362]

Modelo Atual

Atualmente, o governo central publica os índices de preços de electricidade anuais, que incluem o preço provincial de suprimento (energia) de redes (*on-grid*), transporte e distribuição, encargos, taxas e algumas sobretaxas. Além dos preços publicados a nível nacional, as autoridades provinciais e locais aplicam outros impostos, sobretaxas e até mesmo descontos. O processo de fixação dos preços provinciais de referência é relativamente transparente em comparação com as sobretaxas e impostos aplicados. Os produtores podem hoje firmar contratos de compra de energia com os operadores de rede que repassam os custos de fornecimento e outros encargos para os usuários finais, através de um preço de varejo controlado pelos governos central e local. Os custos para os consumidores finais são muitas vezes separados em classes, determinados por níveis de tensão.

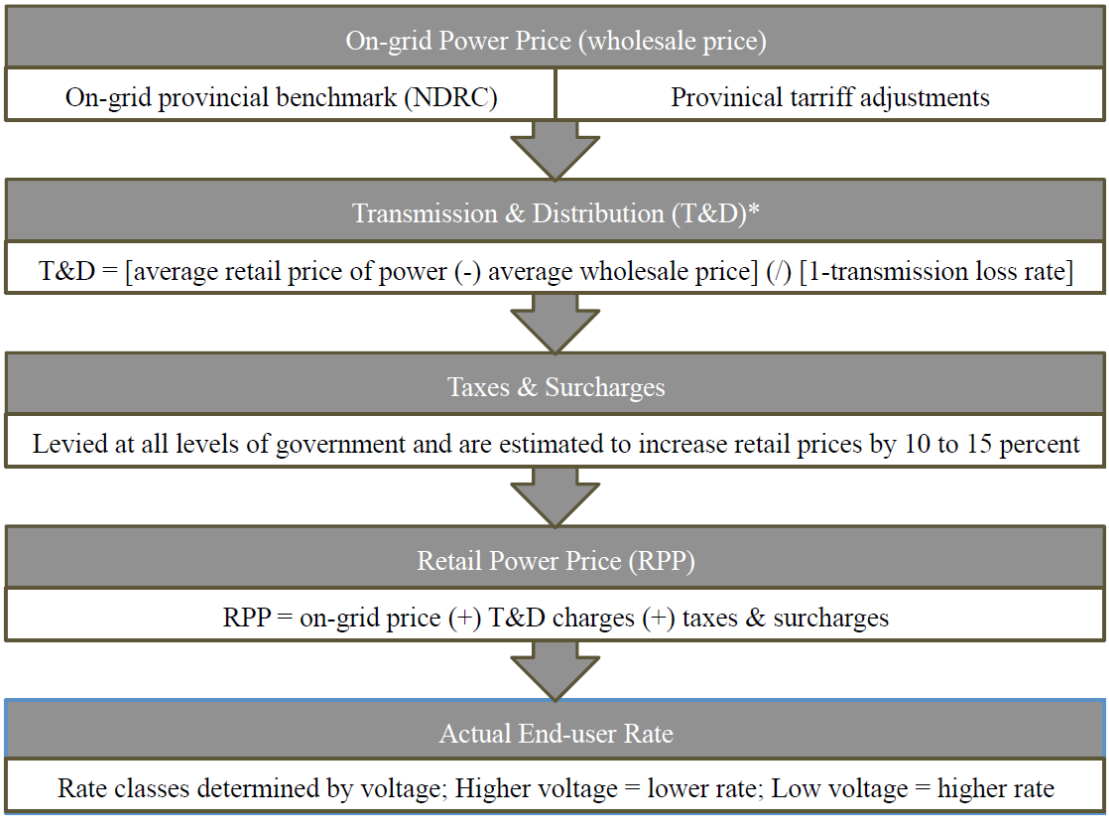
Cada província tem sua própria tarifa de suprimento (energia) de rede publicada, que muitas vezes reflete uma proximidade da província em relação às minas de carvão e usinas de energia. Os tipos de usinas localizadas dentro da província também podem contribuir para as variações nos preços. Algumas regiões têm usinas a carvão mais antigas ou usinas hidrelétricas que não têm custos de capital, de modo que a energia gerada por esses produtores reduz o preço médio ponderado para a região. Já para outros tipos de usinas mais recentes, além dos custos de capital, estas são equipadas com tecnologia ambiental avançada ou sistemas de captura de carbono, que aumentam o custo de energia elétrica.

As diferenças entre as usinas e localizações geográficas são relativamente fáceis de incorporar na fórmula de preços de rede utilizada pela NDRC. No entanto os efeitos de flutuações do preço de mercado para o carvão indicam que o atual sistema de preços de electricidade não é suficientemente flexível para se adaptar às mudanças de preço.

A Figura 86 apresenta o mecanismo de formação das tarifas atuais da China

[360] National Development and Reform Commission on Shenzhen Power Supply Bureau (2014). 2015 2017 Reply electricity transmission and distribution. No. 2998. Anexo.
[361] National Development and Reform Commission on the Shenzhen conduct (2014). Reform of electricity transmission and distribution. No. 2379. Anexo.
[362] Liu. Electricity regulation and electricity market reform in China.

Figura 86 – Mecanismo de Formação de Preços na China


On-grid Power Price (wholesale price)
On-grid provincial benchmark (NDRC)
Provinical tarriff adjustments
Transmission & Distribution (T&D)*
T&D = [average retail price of power (-) average wholesale price] (/) [1-transmission loss rate]
Taxes & Surcharges
Levied at all levels of government and are estimated to increase retail prices by 10 to 15 percent
Retail Power Price (RPP)
RPP = on-grid price (+) T&D charges (+) taxes & surcharges
Actual End-user Rate
Rate classes determined by voltage; Higher voltage = lower rate; Low voltage = higher rate

Fonte: China's Power Sector Restructuring and Electricity Price Reforms

As tarifas de redes (*On-grid*) e de T&D (transmissão e distribuição) combinadas com impostos variáveis e sobretaxas são os componentes de fixação de preços de energia de varejo na China (*Retail Power Price* - RPP). No entanto, a determinação final dos preços ao usuário é baseada em encargos por classes. Quanto maior o nível de tensão, menor a tarifa, e vice-versa.

As tarifas de T&D são publicadas através de tarifas de referência província a província, determinadas pela equação padrão apresentada na Figura 86. No entanto, como não há casamento entre o custos de T&D com a receita tarifária destas instalações, o governo central segue investindo diretamente nestas redes, porque o lucro operacional gerado pela venda de eletricidade de varejo (RPP) é insuficiente para manter e melhorar os sistemas de infra-estrutura.

Os níveis central, provincial e local do governo adicionam impostos e sobretaxas, além de criar coberturas de custos para certas entidades. O total de sobretaxas que são adicionadas a partir do governo central para o governo local podem elevar o preço da eletricidade de 10 a 15 por cento.

São exemplos de sobretaxas a nível nacional: 1) a construção da Barragem das Três Gargantas; 2) subsídios de migração relacionada ao deslocamento para os

povos afetados pelo projeto da represa; 3) manutenção do sistema elétrico rural; 4) serviços de utilidade pública urbanas; e 5) subsídios para projetos de energia renovável.

Modelo Piloto para *Shenzhen Power Co.* (a partir de 2015)

A norma NDRC Price [2014] No. 2379, de 23 de outubro de 2014, buscou estabelecer um mecanismo com base científica e racional para a determinação dos preços de transmissão e distribuição (aplicáveis num primeiro momento somente à *Shenzhen Power Co*. - subsidiária da *China Southern Grid*), com o objetivo de promover a reforma destes setores.

Tal medida teve as seguintes motivações:

1) O alto grau de importância para o governo chinês da reforma da transmissão e distribuição, promovendo ações orientadas ao mercado, que permitam fortalecer a governança das empresas, melhorar o controle de receitas e custos regulatórios, além de promover o desenvolvimento sustentável e saudável das redes;
2) Mudar o modelo regulatório, de um modelo em que o NDRC aprova os preços de compra e venda de energia, monitorando as variações receitas de T&D *ex-post*, para uma mecanismo de supervisão direta baseado em receitas, custos e preços de ativos de transmissão e distribuição;
3) Melhorar o mecanismo de formação dos preços, introduzindo um conceito de "custo de serviço mais uma rentabilidade razoável", calculada de forma independente, claramente separável em transmissão e distribuição. As tarifas deverão gradualmente refletir os custos de transmissão e distribuição dos vários tipos de usuários, através do uso de sinais de preços para orientar os usuários para o uso racional de energia;
4) Estabelecer mecanismos de restrição de custos e incentivos para promover as empresas da rede de energia a fortalecer sua gestão e melhorar a eficiência;
5) Promover a reforma do preço de venda (varejo), através do estabelecimento de um sistema independente de transmissão e distribuição de energia elétrica, o que ajuda a aumentar a transparência dos ajustes nos preços de venda;
6) Promover o mercado de energia elétrica, através de um acesso não discriminatório a todos usuários das redes (T&D), que promoverá um mercado de compra e venda de energia tanto do lado dos geradores, quanto dos grandes consumidores, permitindo o aparecimento de novos agentes. No entanto, consumidores menores deverão permanecer com tarifa regulada;

7) Fortalecimento das governança das instituições, promovendo organização e liderança. Em se tratando de um experimento inovador, cuja organização deverá ser cuidadosa, essa empreitada irá permitir fortalecer a gestão da Comissão de Desenvolvimento e Reforma da Província de Guangdong, Shenzhen e departamentos, além da própria *China Southern Power Grid Company*.

A Comissão de Desenvolvimento e Reforma da Província de Guangdong e Shenzhen deverá acompanhar de perto os investimentos, receitas, custos, etc. da *Shenzhen Power Co*., seguindo o desenvolvimento de agentes de mercado e transações diretas, detectando de forma oportuna os problemas, de modo a garantir que as medidas da reforma se encontram aplicadas corretamente. Também deve-se reforçar ainda mais o poder gestão da rede, melhorando o mecanismo de restrição de custos e os níveis de serviço.

A mesma norma estabeleceu o primeiro período regulatório de 1º de janeiro de 2015 a 31 de dezembro de 2017 (2015-2017).

A formulação geral da nova metodologia pode ser resumida abaixo:

$$Receita = Custo\ Autorizado\ da\ Concessão + Lucro + Impostos$$

Os Custos Autorizados da Concessão incluem os custos operacionais, remuneração dos ativos, investimentos e depreciação. Os impostos incluem imposto sobre renda, manutenção urbana e taxa de construção.

A *Shenzhen Power Co*. deve fornecer ao órgãos de preços do governo, de acordo com os requisitos, informações reais e relevantes sobre comprovação dos custos e investimentos. Quando submetidas, tais informações previstas para o ciclo deverão detalhar as condições previstas, critérios, métodos e resultados. Ao final de cada ano, devem ser apresentados, junto aos dados de previsão, a análise das diferenças e as razões para suas ocorrências.

A informação deverá permitir a análise de um custo real versus o aprovado para transmissão e distribuição. Gradualmente, os métodos de contabilização do custos existentes deverão mudar para que se atribua uma classificação (método) de imputação de custos por atividade econômica (pontos de custos de produção, despesas administrativas, despesas com vendas, etc.).

Está prevista a eliminação progressiva dos subsídios cruzados nos preços de varejo entre níveis de tensão e classes de consumo. No entanto, não há uma metodologia clara de como isso será conduzido. A norma somente cita que antes das extinção completa, tais subsídios ainda deverão ser incluídos.

Custos Operacionais

Os custos de operação e manutenção incluem aqueles relativos à operação normal da empresa de distribuição, incluindo custos de materiais (de consumo e EPI´s[363]), reparos, pessoal e outras despesas.

Os reparos são as atividades relacionadas a manter as instalaçoes de transmissão e distribuição em boas condições de operação. Adota-se uma referência regulatória para essa rúbrica de no máximo 1,5% do valor dos ativos imobilizados.

As despesas de pessoal englobam uma série de gastos, tais como: salários (gratificações, abonos e subsídios) e benefícios dos empregados; seguro médico, seguro de velhice, desemprego, seguro de acidentes de trabalho, seguro de maternidade e segurança social; fundo de habitação, fundos sindicais, fundos de educação dos funcionários; indenização de rescisão de vínculo empregatício com os funcionários.

Os seguros de pensão básica, seguro médico básico, seguro-desemprego, seguro de acidentes de trabalho e seguro de maternidade são submetidos à aprovação, não tendo parâmetros fixos para aprovação. Bem-estar, fundo de habitação, fundos de educação dos funcionários, os fundos da União não podem ultrapassar 14%, 12%, 2,5% e 2% respectivamente do conjunto dos custos salariais incluídos nas despesas reconhecidas.

As outras despesas incluem: material de escritório, serviços públicos, de viagens, de protecção do trabalho, taxas de administração de imóveis, taxas ambientais, taxas de esgoto, seguro desemprego, seguro de trabalho, taxas de uso da terra, taxas de corretagem e amortização de ativos intangíveis. As outras despesas não devem ultrapassar a referência regulatória de 2,5% do valor dos ativos imobilizados.

As seguintes despesas não deverão ser reconhecidas: despesas não relacionadas às atividades de transmissão e distribuição; multas por atraso, indenização; multas por emissão de poluentes ou esgoto; doações de caridade, publicidade do serviço público; perda de inventário devido à má gestão do ativo imobilizado, dano, ociosidade e perdas líquidas na venda; aumento de despesas em função da aquisição de ativos (depreciações, reparos, juros de empréstimos, etc.); taxas de gestão pagas a empresas relacionadas, lucros a investidores e subsídios a subsidiárias; outras despesas não razoáveis.

Foi estabelecido um mecanismo de incentivo de gestão de custos, onde a empresa poderá se apropriar no final do ciclo de 50% da diferença entre seu custo real verificado e os custos regulatórios aprovados, obviamente para o caso em que os custos reais sejam inferiores aos aprovados.

[363] EPI: Equipamento de Proteção Individual (segurança do trabalho e prevenção de acidentes)

Investimentos – Tratamento e Remuneração

A remuneração dos ativos é obtida de maneira semelhante à forma clássica da regulação: utilizando a formulação da WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*)

$$WACC = Equity\ return\ on\ capital \times (1 - gearing\ ratio) + Debt\ return\ on\ capital\ \times gearing\ ratio$$

A remuneração sobre o Capital Próprio (*Equity*) tem como referência: os três anos anteriores ao período regulatório inicial, a perda média oportunidades de investimento de longo prazo e uma taxa do tesouro acrescida de 1 a 3 pontos percentuais;

A remuneração sobre o Capital de Terceiros (*Debt*) tem como referência os três anos anteriores ao período regulatório inicial, a média nacional de taxa de juros do empréstimo de mais de 5 anos nos bancos comerciais. São usados os ativos e passivos de três anos atrás como referência regulatória para o período inicial.

A Base de Ativos de transmissão e distribuição é determinada pela gestão das instalações elétricas, incluindo linhas e subestações, além outros relacionados com o negócio, em consonância com o planejamento. Os seguintes ativos fixos não estão incluídos nos ativos aprovados de transmissão e distribuição: ativos de transmissão e distribuição contruídos/instalados sem a permissão dos departamentos de gestão de ativos dos órgãos governamentais de controle preço; ativos diversificados pertencentes a indústrias, não conectados à rede.

A depreciação se refere à taxa de depreciação acumulada dos ativos fixos de transmissão e distribuição, aprovada pela Comissão de Desenvolvimento e Reforma da Província de Guangdong e Shenzhen. São estabelecidas taxas de depreciação padrão específicas: para ativos anteriores a 2014, são aprovados valores de depreciação dos ativos da *China Southern Power Grid Company;* após 2014, para os novos ativos são reconhecidos valor padrões de depreciação em função dos tipos de equipamentos e níveis de tensão.

Tratamento Regulatório das Perdas

Não é feita nenhuma consideração específica sobre o tratamento regulatório das perdas.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Não é detalhada a metodologia sobre o tratamento regulatório da qualidade de serviço. A norma afirma que o NDRC, assim como a Comissão de Desenvolvimento e Reforma da Província de Guangdong e Shenzhen, são responsáveis por acompanhar os mecanismos de incentivo de eficiência operacional e qualidade de serviço. Caso as metas de performance de serviços (como inovação, universalização dos serviços, aumento na confiabilidade, etc.) sejam superadas, os órgãos responsáveis aplicam a premiação apropriada, e vice-versa (punição, caso não sejam atingidas).

21 COREIA DO SUL

21.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor Elétrico

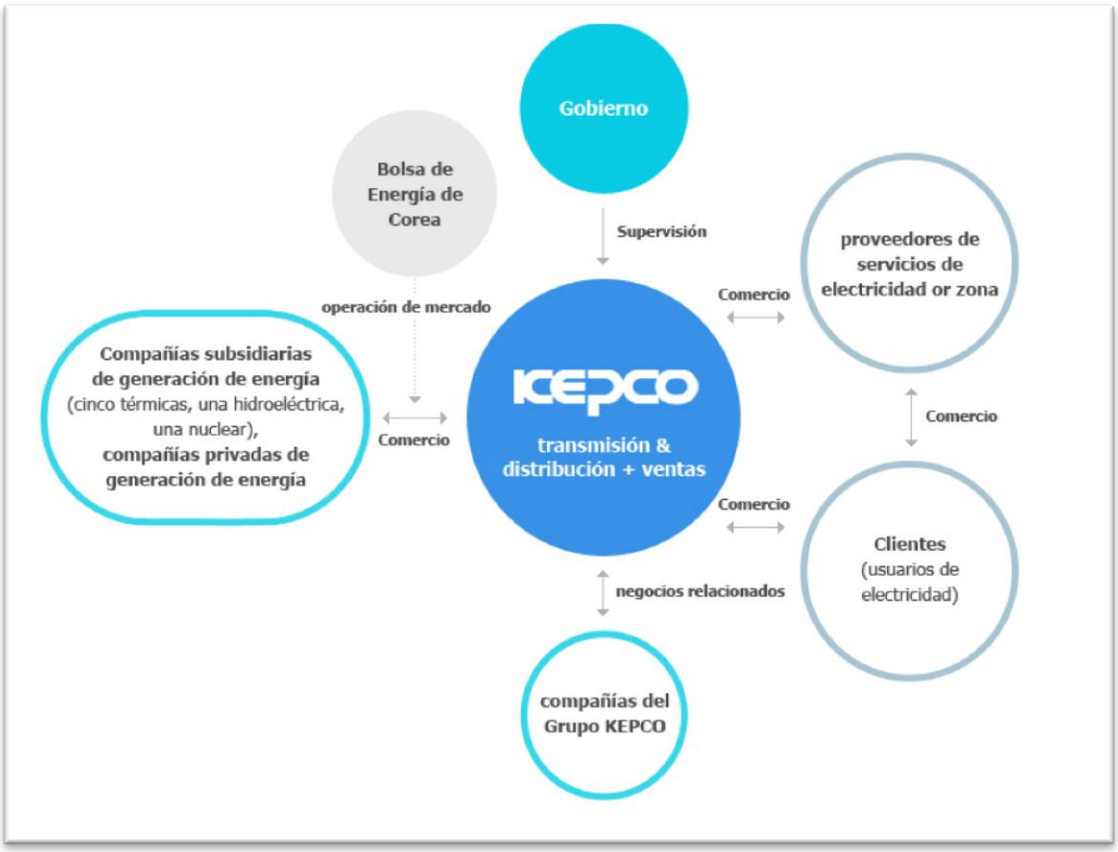
Em 1998 o governo coreano decidiu implementar uma reestruturação da indústria elétrica. A primeira fase da reestruturação começou somente começou em 2001, com a separação do segmento de geração da KEPCO em seis empresas subsidiárias, tendo se estagnado nos anos seguintes. No mesmo ano foi criada a *Korea Power Exchange* (KPX) e *Korea Electricity Regulatory Commission* (KOREC)[364]. As seis empresas de geração de eletricidade, subsidiárias da KEPCO, alguns sistemas de energia comunitários e produtores independentes são os responsáveis pela geração de eletricidade para atender à demanda interna. A KEPCO transporta a energia elétrica, que compra na bolsa de energia da Coreia, por meio da rede de transmissão e distribuição e vende a seus clientes[365].

A KEPCO é proprietária e opera a rede nacional de energia e todas as redes de distribuição. A rede nacional de energia é um sistema isolado, não há linhas de transmissão transfronteiriças, mas há uma série de propostas para conectar a rede com a Rússia ou Japão[366]. Recentemente, a KEPCO concluiu a instalação de um sistema de automação de distribuição em todos os trechos da rede de distribuição, como parte do seu plano de atualização do sistema.

Além da KEPCO existem os fornecedores comunitários de eletricidade responsáveis pelo abastecimento de energia elétrica em determinadas áreas. O fornecedor comunitário é um agente licenciado pelo governo para atuar como gerador distribuído, utilizando GNL e distribuindo energia em uma determinada área. Normalmente ele gera calor e energia e fornece aos clientes dentro dessa área[367]. A Figura 87 mostra o esquema organizacional do setor elétrico.

[364] KIM *et al* (2013).
[365] KEPCO (2014a).
[366] OECD (2012).
[367] OECD (2012).

Figura 87 – Organização do Setor Elétrico Sul Coreano



Fonte: KEPCO, 2014a

Em 2010, o Ministry of Knowledge and Economy (MKE), publicou o *Fifth Basic Plan of Long-Term Electricity Supply and Demand* (BPE), no qual foi detalhado de que forma se daria a expansão da capacidade de geração e transmissão nos próximos 15 anos. O governo estima que a proporção de capacidade de fontes nucleares aumente significativamente mesmo com as pressões internacionais após o acidente de Fukushima. Da mesma forma, é esperado que as participações do carvão e do GNL na matriz elétrica sul-coreana caiam moderadamente.

Marco Institucional

Além de instituições privadas, existem órgãos criados para garantir o bom funcionamento do setor elétrico na Coreia do Sul:

a) *Ministry of Knowledge and Economy* (MKE) é o principal agente da política de planejamento energético, fiscalização do setor de eletricidade, mensuração, mitigação das mudanças climáticas e controle de preços, entre outros. MKE também é responsável pelas políticas relacionadas com a garantia da

segurança e de um *mix* de energia eficiente, aumentando a capacidade de oferta e efetivo atendimento da demanda.

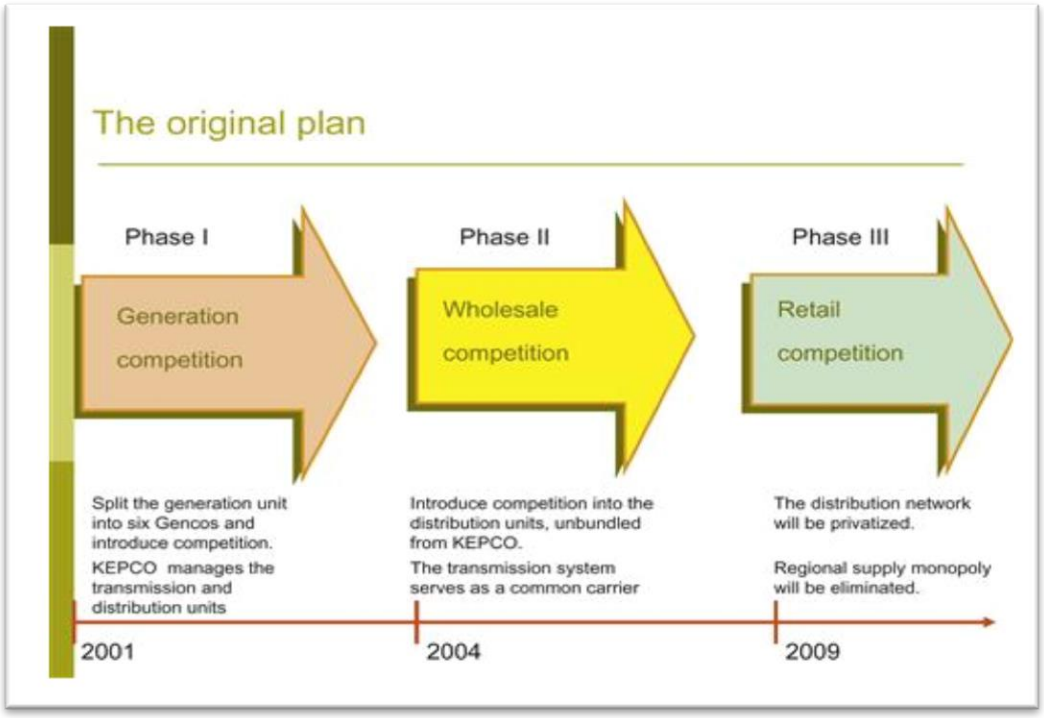
b) *Korea Electricity Commission* (KOREC), é órgão regulador do setor, foi criado em abril de 2001 para assegurar uma transição suave para um mercado elétrico competitivo e que funcione bem. Supervisiona questões relacionadas ao licenciamento dos participantes do mercado, estruturação do setor de energia e aprovação das tarifas elétricas. Atua como árbitro quando necessário em disputas que envolvem as empresas de eletricidade e consumidores. A comissão é composta por nove ou mais menos membros, que são nomeados pelo presidente do país e cuja situação é garantida por lei. KOREC é filiado ao MKE e não recebe nenhum financiamento.
c) *Fair Trafe Commission* (FTC) é a agência antitruste da Coreia. É responsável por monitorar o comportamento de monopólio e as práticas comerciais desleais.
d) *Korea Electric Power Corporation* (KEPCO), originalmente conhecida como *Korea Electric Company* (KECO), a empresa foi renomeada KEPCO em 1982 e tornou-se uma empresa de propriedade do governo que engloba geração, transmissão, distribuição e empresa de varejo.
e) *Korea Energy Economics Institute* (KEEI) define e desenvolve políticas de energia e recursos naturais e contribui para a economia nacional através da coleta, pesquisa, análise e divulgação de informações sobre energia e recursos naturais que, contribuem para a formação dos formuladores de política[368].
f) *Korea Institute of Energy Research* (KIER) é uma instituição de pesquisa financiada pelo governo. Dividida em cinco principais departamentos de pesquisa: conservação de energia, eficiência energética, meio ambiente, energias novas e renováveis e expansão da tecnologia. Seu objetivo é desenvolver tecnologias no setor de energia.
g) *Korea Energy Management Corporation* (KEMKO) desempenha um papel fundamental na realização de P&D com objetivo de implementar projetos eficientes para a racionalização do uso da energia, reduzindo assim as emissões de dióxido de carbono e contribuindo para o bom desenvolvimento da economia nacional[369].
h) *Korea Power Exchange* (KPX) criada em 2001 como parte da reforma do setor elétrico, atua como operador do sistema e coordena o mercado atacadista de energia elétrica[370]. O mercado elétrico coreano é formado por empresas de geração, um único comprador de eletricidade no atacado, grandes consumidores e um operador de mercado. Para poder participar do mercado, os participantes devem atender a um conjunto especifico de

[368] KEEI (2013).
[369] KEMCO (2014). http://www.kemco.or.kr/new_eng/pg01/pg01030000.asp.
[370] OECD (2012).

requisitos técnicos, de acordo com as obrigações e regras de mercado e registrar-se como membro da KPX. Até o final de 2011 havia 418 participantes inscritos no mercado[371].

De acordo com o plano original estipulado no *Restructuring Act*, a reestruturação do setor elétrico deveria acontecer em três fases ao longo de uma década, como mostra a Figura 88.

Figura 88 – Fases do plano original de reestruturação do Setor Elétrico Coreano


The original plan
Phase I
Generation competition
Phase II
Wholesale competition
Phase III
Retail competition
Split the generation unit into six Gencos and introduce competition.
KEPCO manages the transmission and distribution units
Introduce competition into the distribution units, unbundled from KEPCO.
The transmission system serves as a common carrier
The distribution network will be privatized.
Regional supply monopoly will be eliminated.
2001
2004
2009

Fonte: KIM *et al* (2013)

Fase 1: Competição na geração (2001-2003)

Nesta fase o setor de geração é separado e dividido em seis empresas de geração que permanecem como subsidiárias da KEPCO. Produtores independentes são autorizados a entrar no mercado de geração. Nos demais segmentos: transmissão distribuição e operações de varejo, a KEPCO mantém o monopólio. As empresas de geração iriam competir no mercado atacadista para vender sua eletricidade em um leilão horário operado pela KPX, no qual a KEPCO é a única compradora. O leilão do pool seria inicialmente um "*cost-based pool*" (CBP), ou seja, as empresas de geração seriam requeridas para

[371] OECD (2012).

ofertar pelo seu custo variável de operação, conforme determinado pela *Cost Estimation Committee* da KPX, a cada mês. Depois desta fase o CBP deveria ser substituído por um *price-based pool*, mais orientado ao mercado, com os preços propostos pelas empresas de geração, substancialmente desregulados. KOREC é criado como o órgão regulador[372].

Fase 2: Competição no mercado atacadista (2004-2008)

As empresas de distribuição regionais seriam desagregadas da KEPCO para assumir o comando das operações de distribuição e varejo. Elas passariam a serem monopólios de serviço de varejo em suas respectivas regiões. Grandes consumidores seriam autorizados a contratar diretamente das empresas de geração para atender sua demanda de energia elétrica, com a KEPCO e com as empresas de distribuição necessárias para transmitir e distribuir a eletricidade a taxas regulamentadas[373].

Fase 3: Competição no mercado varejista (2009-)

O mercado de varejo seria aberto à concorrência. As empresas de distribuição regional seriam privatizadas. Nesta fase as tarifas de varejo seriam desreguladas[374].

A maior parte das propostas da Fase 1 foram implementadas, mas o processo de reestruturação foi abruptamente interrompido em 2004, em respostas a pressões políticas antirreforma. Essa interrupção deixou as empresas de geração separadas da KEPCO, mas ainda propriedade do governo[375].

O setor de varejo ainda é um monopólio regulado. O mercado de varejo não é aberto à concorrência e o governo é quem fixa as tarifas.

21.2 Modelo Tarifário[376] [377]

A principal diretriz na determinação das tarifas de energia elétrica é que as taxas devem ser fixadas a um nível suficiente para compensar os custos totais de fornecimento de eletricidade. De acordo com as orientações sobre a determinação de tarifas de energia elétrica, conforme divulgado pelo *Ministry of Knowledge Economy*, em 10 de fevereiro de 2010, os custos totais de fornecimento de eletricidade representam os custos justos para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (em condições de gestão prudente e eficiente)

[372] PITTMAN (2014). http://www.keei.re.kr/keei/download/keer/KEER14_1301_60.pdf.
[373] PITTMAN (2014).
[374] PITTMAN (2014).
[375] PITTMAN (2014).
[376] International Energy Agency (2012). Energy Policies of IEA Countries. The Republic of Korea: 2012 Review.
[377] Young-Chang & Petrov (2012). Recent Development of Restructuring of the Korean Power Sector.

além de um retorno de investimento também justo. Segue um padrão de regulação por Taxa de Retorno (*Rate of Return*).

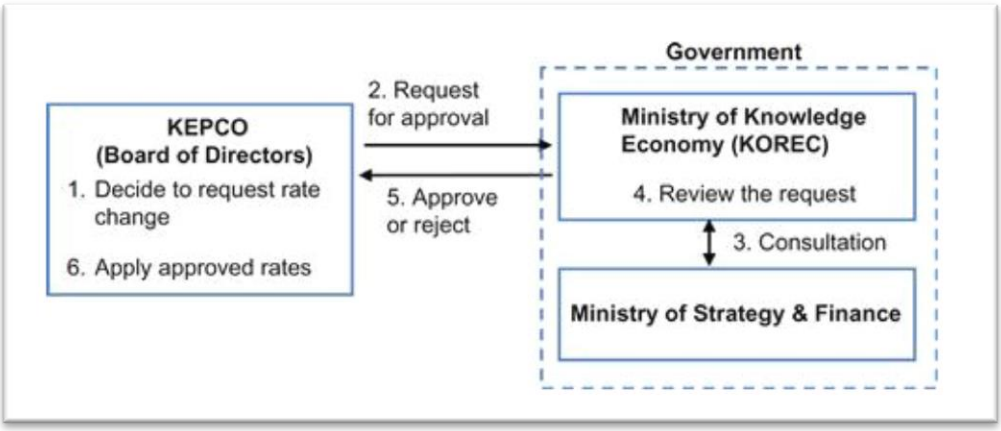
A formulação geral é expressa da seguinte forma:

$$Custo\ Total = Custo\ Justo + Retorno\ de\ Investimento\ Justo$$

O *Custo Justo* engloba os custos envolvidos de geração, transmissão e distribuição (despesas operacionais + despesas fiscais da empresa ± algumas despesas não-operacionais). O *Retorno de Investimento Justo* engloba o retorno justo sobre o capital investido em geração, transmissão e distribuição (Taxa de base × taxa de remuneração justa).

Formalmente, quando a KEPCO experimenta aumento significativo nos custos, seu conselho de administração pode enviar uma solicitação de reajuste tarifário para o *Ministry of Knowledge Economy*. Este consulta o *Ministry Strategy and Finance* e analisar o pedido, tomando a decisão final de aceitar ou rejeitar a proposta, conforme a Figura 89.

Figura 89 – Processo de mudança de tarifas no mercado varejista de eletricidade



Fonte: KIM *et al* (2013)

Em primeiro lugar, nos termos do artigo 16-1 da *Electricity Business Act*, a KEPCO calcula os custos totais de eletricidade com base nos métodos computacionais padrão utilizados na determinação das tarifas de energia elétrica e faz, se o considerar necessário, uma proposta para alterar a estrutura tarifária existente, primeiro para o conselho de administração da KEPCO, e,

após a aprovação do mesmo pelo conselho, para o *Ministry of Knowledge Economy*.

Em segundo lugar, de acordo com o artigo 4-1 da *Price Stabilization Act*, o *Ministry of Knowledge Economy* revisa a proposta da KEPCO para alteração de taxa e, após consulta ao Comité de Peritos para Tarifas Eletricidade e Defesa do Consumidor, consulta com o *Ministry of Strategy and Finance*.

Em terceiro lugar, após consulta com o *Ministry of Strategy and Finance*, o *Ministry of Knowledge Economy*, através da Comissão de Energia Elétrica, toma a decisão final sobre alterações nas tarifas de energia elétrica, e, em seguida, informa à KEPCO sobre a decisão final do Ministério.

Por fim, a KEPCO torna público e implementa as novas tarifas de energia elétrica, conforme aprovadas pelo *Ministry of Knowledge Economy*.

21.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[378] [379] [380]

Conforme apresentado no item anterior, os custos totais são determinados pela seguinte formulação:

$$Custo\ Total = Custo\ Justo + Retorno\ de\ Investimento\ Justo$$

Detalhando um pouco mais as componentes:

$$Custo\ Justo = DO + DNO + DI - RNO$$

Onde:

DO = Despesas Operacionais

DNO = Despesas Não Operacionais

DI = Despesas com Impostos

RNO = Receitas Não Operacionais

[378] KEPCO (2010). Cost Information for KEPCO's Electricity Rates.
[379] OECD (2007). Reviews of Regulatory Reform- Korea- Progress in implementing Regulatory Reform.
[380] Young-Chang & Petrov (2012). Recent Development of Restructuring of the Korean Power Sector.

$$Retorno\ de\ Investimento\ Justo = Base\ x\ TRJ$$

Onde:

Base = Base de Remuneração

TRJ = Taxa de Retorno Justo

Custos Operacionais

As Despesas Operacionais (*DO*) são dadas pelas seguintes rúbricas:

- Compra de Energia e Custos de Combustível (geração própria);
- Benefícios trabalhistas e de funcionários;
- Despesas administrativas e de vendas;
    - Despesas indiretas (custos de vendas e administração, como RH, contabilidade, assuntos gerais, etc);
    - Despesas de P&D;
    - Custos de propaganda de vendas e promoção.
- Outros Custos Operacionais
    - Depreciação: líquida da parcela de reavaliação do ativo para o abastecimento de eletricidade;
    - Comissões: Taxas para consultoria ou contratos consignados relacionados ao negócio de energia;
    - Manutenção e outros: Soma de despesas com manutenção de instalações de energia e outros custos operacionais.

As Despesas Não Operacionais (*DNO*) se referem às perda na alienação de imobilizado e de inventário.

As Despesas com Impostos (*DI*) se referem ao imposto de renda sobre o retorno do investimento justo .

As Receitas Não Operacionais (*RNO*) se referem a lucros de subsidiárias antes de impostos, renda e ganhos na alienação de imobilizado e de inventário.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

A *Base* inclui os seguinte componentes:

- (+) Ativos líquidos usados na prestação do serviço público;
- (–) Reserva de reavaliação;

- (+) Capital de Giro

A Taxa de Retorno Justo (T*RJ*) é obtida através da metodologia *WACC* (*Weighted Average Cost of Capital*)

Tratamento Regulatório das Perdas

Não há um tratamento explícito na regulação sobre esse tema

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Não há um tratamento explícito na regulação sobre esse tema.

22 ÁFRICA DO SUL

22.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor

A África do Sul é a maior produtora de eletricidade do continente africano e a Eskom é a maior empresa de energia elétrica do país, verticalmente integrada, e atuante, portanto, nas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A companhia gera cerca de 95% da eletricidade consumida na África do Sul e cerca de 45% da eletricidade consumida na África. A geração é proveniente de plantas hidráulicas, turbinas a gás, nucleares e carvão[381]. Já a atuação de produtores independentes (IPPs) ocorre por meio da venda de eletricidade à Eskom em diversos tipos de contratos.

A Eskom também transmite e distribui energia elétrica para todos os tipos de consumidores. Na África do Sul, o acesso de residências à eletricidade saltou de 35%, em 1990, para 84% em 2011[382]. O contexto político para esse aumento dramático foi a transição de um governo que suportava o apartheid para um governo democraticamente eleito, passando a garantir subsídios tarifários e descontos. Em 2002, foi criado o Programa de Eletrificação Integrado (INEP), que planejava ampliar o número de unidades consumidoras conectadas à rede, como forma de inclusão social.

A Eskom atua em distribuição, mas também vende blocos de energia para alguns municípios, que distribuem aos consumidores dentro de seus limites[383]. Esses municípios atuam como redistribuidores responsáveis pela infraestrutura e pelas conexões. Assim, nestes casos, são os governos locais que respondem pela provisão dos serviços básicos na área de jurisdição. Redistribuidoras na África do Sul recebem carga da Eskom e fornecem eletricidade aos usuários finais diretamente. Atualmente, a Eskom trabalha com municípios redistribuidores como forma de descentralizar a responsabilidade pelo atendimento. A Eskom distribui 60% da eletricidade e o restante fica a cargo dos municípios.[384]

A Eskom é uma empresa de propriedade 100% estatal e altamente regulada pelo governo sul-africano. A existência desse monopólio reflete a política nacional de concentração dos serviços públicos sob tutela do Estado para obter economias de escala e assegurar a viabilidade de altos montantes requeridos no

[381] ESKOM. http://www.eskom.co.za/OurCompany/CompanyInformation/Pages/Company_Information.aspx

[382] GNESD (2014) http://energy-access.gnesd.org/cases/22-south-african-electrification-programme.html

[383] Department of Energy. http://www.energy.gov.za/files/electricity_frame.html

[384] Banco Mundial (2013) http://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/9780821395561_CH10

financiamento de empreendimentos energéticos a prazos determinados. Nessa visão, a competição e participação privada são consideradas insuficientes para garantir a provisão de serviços de infraestrutura[385].

No início dos anos de 1990, houve um ambicioso plano de privatização e reestruturação do setor elétrico, por conta de medidas adotadas em outros países que liberalizaram seus mercados. O foco da reforma sul-africana foi buscar o setor privado para dar apoio à indústria elétrica. Assim, o *White Paper* em Política Energética foi um plano de reestruturação publicado em 1998 para melhorar a equidade social, a eficiência e a competitividade econômica, proporcionar baixo custo e baixa restrição à entrada de fontes de geração, além de buscar a sustentabilidade ambiental[386]. O documento previa dar ao consumidor o direito de escolher seu fornecedor de eletricidade. Havia ainda o objetivo claro de introdução de competição, especialmente no segmento de geração, e a permissão do livre acesso ao sistema de transmissão, com estímulo da participação de agentes privados no setor elétrico.

A Eskom foi transformada em sociedade com autonomia de gestão e, em 2001, suas atividades (geração, transmissão e distribuição) foram separadas, bem como seus recursos financeiros foram delimitados[387]. A rede de distribuição deveria ser fragmentada para ser reformulada em seis novas empresas distribuidoras, cuja propriedade seria detida pela Eskom e pelos municípios. O intuito era trazer concorrência e participação do setor privado na distribuição. No entanto, o processo envolveu uma legislação complexa, principalmente em relação à transferência dos ativos. Em 2005, apenas uma empresa havia sido criada, mas foi dissolvida logo depois[388]. A incerteza institucional sobre quais papéis o setor público passaria a exercer – o privado também – contribuíram para um colapso nos investimentos de capacidade instalada. Conforme a Figura 90, não houve nenhum interesse no investimento em geração.

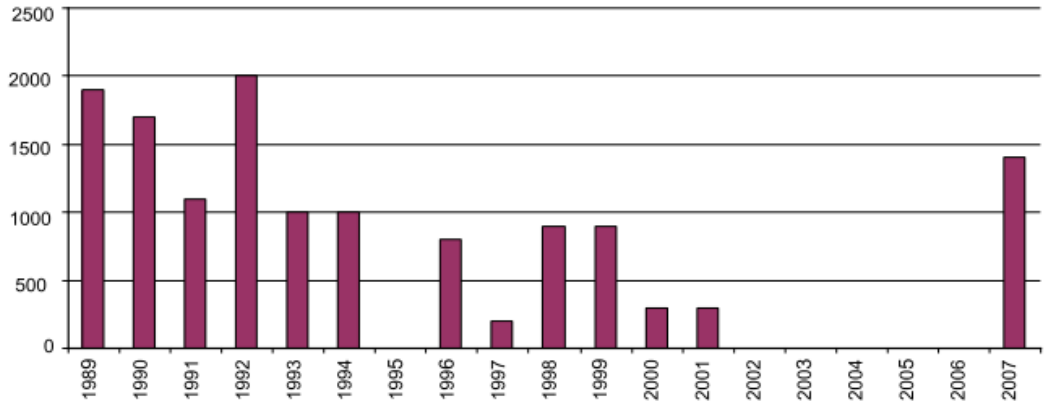
[385] Banco Mundial (2013) http://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/9780821395561_CH10

[386] NEWBERY (2007).

[387] Centro Internacional de Pobreza (2008) Kate Bayliss do SOAS. http://www.ipc-undp.org/pub/port/IPCOnePager56.pdf.

[388] Centro Internacional de Pobreza (2008) Kate Bayliss do SOAS. http://www.ipc-undp.org/pub/port/IPCOnePager56.pdf.

Figura 90 – Capacidade instalada acrescentada por ano na África do Sul: 1989-2007

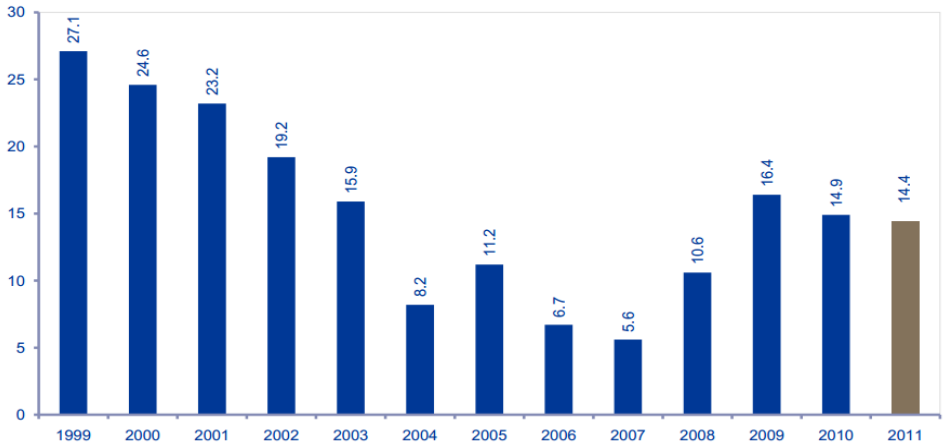


Fonte: UBS Investment Research

A espera por investimentos em geração pela iniciativa privada entre 2002 a 2006 tornou o setor elétrico decadente e cinco anos foram perdidos sem a adição de capacidade de geração. A sinalização de mudanças não era clara e a burocracia era adversa, gerando incertezas. Nesse ínterim, a demanda continuou a crescer, pressionando o setor elétrico a atuar com uma reserva cada vez menor.

Em 2004, o governo anunciou que a Eskom não seria mais desverticalizada nem privatizada. A introdução de uma câmara de comercialização no mercado atacadista de energia elétrica foi desconsiderada devido à concentração de ativos de geração na Eskom e da própria escassez de geração, com reservas marginais cada vez menores. A Figura 91 ilustra a margem de reserva da Eskom entre 1999 e 2011. Observa-se que o sistema alcançou seu ponto de mínimo em 2007, com 5,6%. A partir de 2008, com planos emergenciais tomados pelo governo, esse valor relativo quase que dobrou.

Figura 91 – Margem de reserva disponível para a Eskom (%): 1999-2011



Fonte: Eskom (2012)

Neste contexto, em 2008, depois de anos de poucos investimentos com forte expansão da demanda de energia elétrica, o setor elétrico enfrentou uma crise que foi respondida com cortes programados de força e reajustes tarifários elevados para financiar a construção de novas plantas pela Eskom. Em suma, o mercado de energia elétrica, previsto no *White Paper* de 1998, nunca chegou a ser realmente implementado sendo descartado em definitivo na sequência da crise de abastecimento.

O projeto do mercado de eletricidade foi encerrado e a Eskom recebeu novamente autorização para investir em nova capacidade de geração, enquanto os produtores independentes seriam convidados a contribuir com até 30% da nova capacidade[389]. A política que revisava o mercado de eletricidade não foi publicada formalmente por ter ficado evidente que aquelas diretrizes definidas em 1998 já não se aplicavam mais. O governo passou a encarar a Eskom como uma campeã nacional, que deveria liderar os investimentos em infraestrutura dando apoio ao crescimento econômico e melhorando o bem-estar, como fazia antes.

Antes dos efeitos da crise causada pela ausência de investimentos públicos (e privados), a África do Sul era internacionalmente conhecida como um destino competitivo às companhias eletrointensivas por praticar um dos menores preços de eletricidade. As tarifas atuais permanecem bastante competitivas, mas os reajustes têm diminuído a vantagem nacional em relação a outros países.

Marco Institucional

Na África do Sul, além de instituições privadas, existem órgãos que foram criados para garantir o bom funcionamento do setor elétrico:

a) *Department of Energy* (DoE)[390] é responsável por assegurar o aproveitamento, desenvolvimento, processamento, utilização e administração dos recursos energéticos na África do Sul. O departamento é subdividido na Seção de Eletricidade e Nuclear, responsável pelos assuntos elétricos e nucleares, e a Seção de Planejamento Energético e Hidrocarbonetos, responsável planejamento energético, incluindo carvão, gás, combustíveis, eficiência energética, renováveis e a divulgação de estatísticas sobre energia. O DoE deve buscar o acesso universal à energia, a diversificação de energias primárias e minimizar a dependência de carvão.
b) *Department of Mineral Resources (DMR)* passou a existir em 2009 quando o *Department of Minerals and Energy (DME)* foi dividido em dois, sendo que a outra unidade passou a chamar-se *Department of Energy (DoE)*. O DMR é

[389] NEWBERY (2007).
[390] DoE (2014) http://www.energy.gov.za/files/au_frame.html.

responsável por fiscalizar a indústria de mineração e a extração dos combustíveis fósseis ou minerais na África do Sul.

c) *Eskom*[391] é uma empresa verticalmente integrada de propriedade do governo sul-africano. Responde por todas as atividades da cadeia energética, da geração à comercialização. A companhia ainda é operadora da rede nacional de eletricidade. Embora não tenha direitos exclusivos de geração (produtores independentes são admitidos), possui um monopólio de redes. Opera o sistema de transmissão em alta tensão e fornece eletricidade diretamente aos grandes consumidores, como mineradoras e industriais.
d) *Association of Municipal Electricity Utilities* (AMEU)[392] é uma organização de distribuidoras municipais de eletricidade, bem como outros representantes nacionais, paraestatais, comerciais e acadêmicos que possuem interesse direto no fornecimento elétrico. A AMEU promove a qualidade e serviço e administração entre seus membros, facilitando a comunicação e o ambiente econômico. Essa entidade fornece serviços de consultoria às distribuidoras municipais e a todas as categorias de consumidores finais.
e) *National Energy Regulator* (NERSA) é a autoridade reguladora estabelecida pelo *National Energy Regulator Act* de 2004 com a missão de regular o setor de energia de acordo com as leis do governo, políticas, normas e as melhores práticas internacionais de apoio ao desenvolvimento sustentável. É o responsável pelo licenciamento, determinação das tarifas e acompanhamento do desempenho de todos os geradores, transmissores e distribuidores licenciados[393].
f) *National Nuclear Regulator (NNR)* é a reguladora específica de fontes nucleares na África do Sul, responsável pela segurança e pela condução de planos de emergência – quando necessários – na única planta nuclear do país, a Koeberg.

Atualmente, a Eskom permanece como uma empresa integralmente verticalizada, responsável por todas as etapas da cadeia elétrica na África do Sul. O papel centralizador foi retomado definitivamente em 2008, ano em quando houve os efeitos da crise do abastecimento. A ideia de que o setor privado sozinho não conseguiria lidar com os investimentos necessários em empreendimentos de capacidade instalada – que vigorou por anos, até o início dos anos de 1990 – voltou a vigorar.

Embora a Eskom seja uma companhia verticalizada e não opere em condições de livre mercado, a indústria elétrica na África do Sul é altamente regulada pela NERSA. A Eskom não estabelece suas próprias tarifas, mas tem por obrigação entregar relatórios que demonstrem sugestões de reajustes tarifários futuros, a

[391] DoE (2014) http://www.energy.gov.za/files/electricity_frame.html.
[392] AMEU (2014) http://www.ameu.co.za/MembershipStructures/AboutUs.aspx.
[393] NERSA. http://www.nersa.org.za/#.

fim de garantir que a empresa opere de forma sustentável e continue a impulsionar investimentos.

Em 2005, o regulador passou a determinar os preços da eletricidade baseado no *determinador de preços multianuais* (MYPD)[394]. O MYPD ou MYPD1 foi executado para os anos de 2006/2007 e 2008/2009[395]. Tinha por objetivo a recuperação de custos da Eskom, de forma a manter a qualidade do serviço da empresa e sua sustentabilidade financeira.

Eskom submeteu uma petição ao NERSA, em abril de 2007, para reavaliar o MYPD, com base nas variações dos custos da energia primária, variações sobre as despesas de capital e variações de custo, receitas e erros iniciais de estimação. O pedido foi aceito e foi concedido um aumento de 14,2% na tarifa. Em março de 2008, a Eskom requisitou novamente a revisão do preço em função do aumento dos custos da energia causado por três fatores:

a) Volatilidade dos preços do combustível decorrente da elevação no preço do carvão e do gás;
b) Diversificação das fontes de geração, que pode impactar os preços de forma diferente em cada região e;
c) Incertezas quanto ao volume de energia demandada em função de mudanças no crescimento econômico[396].

22.2 Modelo Tarifário[397]

O regulador sulafricano (NERSA) estabeleceu o modelo de revisão da receita da Eskom (reposicionamento tarifário) baseado na metodologia batizada de *Multi Year Price Determination* (MYPD). Elaborado em 2005, teve o objetivo de consolidar e alinhar em um único documento, a metodologia regulatória para avaliação dos pedidos da Eskom para as necessidades de receita, a partir de várias partes aprovadas pelo regulador em consultas e audiências.

Sua primeira aplicação se deu no período 2006/07 a 2008/09 (conhecido como MYPD1). Atualmente encontra-se em sua 3ª aplicação (MYPD3), válida para o período 2013/14 a 2017/2018.

O MYPD incorpora como modelo alguns princípios da regulação por Taxa de Retorno (*Rate of Return - ROR*) bem como princípios de regulação por incentivos, através da introdução de sistemas de incentivos nos serviços de transmissão e distribuição e esquemas de gestão em busca de eficiência energética e gestão pelo lado da demanda - *Demand Side Management* -

394 THOPIL (2012).
395 THOPIL (2012).
396 THOPIL (2012).
397 National Energy Regulator of South Africa (2008). Multi – Year Price Determination (MYPD) Methodology. Anexo 1.

(EEDSM). A aplicação da metodologia *ROR* definida no MYPD preconiza que "a receita a ser auferida pela Eskom deve ser igual ao custo eficiente para fornecer electricidade mais um retorno justo sobre a base tarifária".

A metodologia definida é aplicada sobre um Plano de Negócios, pleiteado pela Eskom, a ser aplicado durante o próximo período regulatório (no MYPD3, para um período de 5 anos). Para a determinação dos preços no ciclo adiante, a metodologia procura atingir alguns objetivos regulatórios, conforme apresentados a seguir:

- Garantir a sustentabilidade da Eskom como negócio e limitar o risco de excesso ou retornos inadequados; dando incentivos para novos investimentos, especialmente em geração;
- Assegurar uma razoável estabilidade tarifária e mudanças suavizadas ao longo do tempo e de acordo com o objetivo sócio-econômico do Governo;
- Alocar adequadamente o risco comercial entre a Eskom e os seus clientes;
- Fornecer incentivos à eficiência sem levar a impactos indesejados da regulação sobre o desempenho;
- Fornecer uma base sistemática para a definição de receita / tarifa;
- Garantir a coerência entre os períodos de controle de preços;

A Seção 15 (1) da *Electricity Regulation Act*, de 2006 (Lei n.º 4 de 2006) afirma que uma condição fundamental relativa à aprovação das tarifas é que as mesmas devem permitir que o regulado eficiente recupere os custos totais da suas atividades, incluindo uma margem ou retorno razoável e também prevejam ou prescrevam incentivos para a melhoria contínua da eficiência técnica e econômica com que os serviços devem ser prestados.

Para garantir as condições acima o NERSA estabeleceu no MYPD para cada um dos negócios da Eskom (geração, transmissão e distribuição) fórmulas que determinassem a receita permitida de cada unidade de negócio, usando princípios da regulação por Taxa de Retorno, bem como incentivos para um desempenho eficiente.

22.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[398] [399] [400] [401]

A receita permitida de cada um dos negócios da Eskom (geração, transmissão e distribuição) é calculado separadamente através de uma fórmula, cada qual com componentes e tratamentos específicos. A seguir apresentam-se as fórmulas das três atividades, sendo dado mais adiante ênfase nas componentes da formação da tarifa de distribuição, objeto específico desse estudo.

Fórmula da Geração

Receita Permitida
=
Retorno sobre a Base de Ativos e Capital de Giro
+
Custos Operacionais (OPEX) da Geração
+
Depreciação da Geração
+
Custos de energia primária eficientes (incluindo geração "não" Eskom)
+
Encargos *pass-through* de Transmissão (regulados separadamente)
+/-
Ajustes de gestão de risco[402]

Fórmula da Transmissão

Receita Permitida
=
Retorno sobre a Base de Ativos e Capital de Giro
+
Custos Operacionais (OPEX) da Transmissão
+
Depreciação da Transmissão
+

[398] National Energy Regulator of South Africa (2014). Eskom's application for the 2015/16 Retail Tariff Adjustment.
[399] National Energy Regulator of South Africa (2015). Determination of the municipal tariff guideline for the financial year 2015/16 and Revision of Municipal Tariff.
[400] National Energy Regulator of South Africa (2008). Multi – Year Price Determination (MYPD) Methodology. Anexo 1.
[401] National Energy Regulator of South Africa (2013). Revenue Application - Multi Year Price Determination 2013/14 to 2017/18 (MYPD3) by ESKOM.
[402] O risco de retornos excessivos ou inadequados: refere-se a ajustes de risco de energia primária, despesas de capital, geração "não" Eskom, CPI (índice de inflação), bem como variações no volume de vendas. Prevê-se igualmente a recuperação de receitas excessivas e fornecimento de receita adicional em comparação à receita permitida.

Encargos de Transmissão (custos de rede, perdas e serviços ancilares)
+
Abono de incentivos de serviços
+/-
Ajustes de gestão de risco

Fórmula da Distribuição

Receita Permitida
=
Retorno sobre a Base de Ativos e Capital de Giro
+
Custos Operacionais (OPEX) da Distribuição
+
Depreciação da Distribuição
+
Abono de incentivos de serviços
+
Abono para gestão do lado da demanda (DSM)[403] e eficiência energética
+
Pass-through de encargos de Transmissão (regulado separadamente)
+
Pass-through de encargos de Geração (regulado separadamente)
+/-
Ajustes de gestão de risco

Custos Operacionais

Os Custos Operacionais admissíveis referem-se a todas as despesas envolvidas na produção e fornecimento de eletricidade. Estes custos incluem despesas operacionais normais, custos de manutenção, custos de mão de obra e despesas gerais (administração central). Normalmente, estes custos são recuperados no prazo de um ano.

Os critérios de qualificação para essas despesas são os seguintes:

- As despesas devem ocorrer na operação normal de produção e fornecimento de eletricidade, incluindo um nível aceitável de reforma, reparos e custos de manutenção;
- As despesas devem ser realizadas de forma prudente e eficiente, efetuadas após cuidadosa consideração das opções disponíveis;

[403] DSM - *Demand Side Management*

- Sendo a Eskom uma empresa pública, ela deve ter uma política de realização de concorrência e mostrar ao regulador que o processo de aquisição e contratação está estritamente aderente a tal política;
- Para quaisquer fatores extraordinários, as despesas incorridas nessa condição devem ser distribuídas ao longo de vários anos;
- Apenas os recursos humanos eficientes serão permitidos;
- Investimento corporativo social e despesas com caridade, como doações e atividades gerais de desenvolvimento social, não podem ser incluídas como despesas de qualificadas (reguladas, passíveis de remuneração) e precisam ser financiadas pela própria atividade da empresa ou pelo acionista;
- As despesas com publicidade não relacionada com o "*core*" business de fornecimento de eletricidade também não serão consideradas;
- Custos de natureza especial, que são admissíveis nas receitas, incluem os custos de energia primária, pesquisa e desenvolvimento para atividades reguladas, incentivos de qualidade do serviço de transmissão, incentivos à qualidade de suprimento da transmissão ou minutos de sistema, incentivos ao serviço de distribuição e Eficiência Energética e *Demand Side Management* (EEDSM). Estes custos são discutidos adiante.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

A taxa real de retorno é calculada utilizando a média ponderada Custo de Capital (WACC). O WACC é uma estimativa da taxa de retorno exigida pelos investidores para um determinado nível de risco associado a um investimento feito na Eskom.

O Custo do Capital de Terceiros (K_d) é o custo real da dívida contraída pela Eskom, avaliado com base nos custos médios ponderados de dívida para o negócio regulado (G, T ou D) em análise. A Eskom levanta a dívida corporativa, então o custo real do capital de terceiros do negócio deve refletir adequadamente os riscos de cada uma das atividades. Estes retornos devem ser ajustadas de valores nominais para reais usando um índice de preços ao consumidor.

A fórmula para cálculo do Custo do Capital de Terceiro é:

$$K_d Real = \left\{1 + \frac{K_d * (1 - t)}{1 + CPI}\right\} - 1$$

Onde:

K_d = Custos do Capital de Terceiros, antes de impostos;
t = Taxa de impostos durante o ciclo do MYPD avaliado

CPI = Índice previsto de preços ao consumidor para o ciclo do MYPD

O Custo do Capital Próprio (K_e) é determinado através do modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), sendo sua fórmula de cálculo:

$$K_e Real = R_f + (M_{rp} * \beta)$$

$$K_e = \left\{1 + \frac{K_e * (1 - t)}{1 + CPI}\right\} - 1$$

Onde:

K_e = Custos do Capital de Próprio nominal;
R_f = Taxa livre de risco;
M_{rp} = Prêmio de Risco de Mercado;
β = Beta

Taxa livre de risco é determinada utilizando os preços spot de selecionados de títulos do governo Sul-Africano com vencimento de 10 anos. O M_{rp} é calculado usando retorno médio histórico da *JSE All Share Index (ALSI*[404]*)* ajustado por recursos (Ex: índice financeiro e industrial da JSE, utilizando uma média histórica 25 anos).

O Beta utilizado é obtido através de comparação com outras distribuidoras internacionais de porte semelhante que operam sob um risco comparável, tanto do ponto de vista de negócio, como regulatório. É estabelecido através uma lista selecionada de 6 comparadores (*proxy*) de *utilities* similares, com ações em bolsa de valores.

Por fim, a WACC real antes de impostos é a seguinte:

$$Custo\ de\ Capital\ (WACC) = (K_d * G) + (K_e * [1 - G])$$

Onde:

G = Alavancagem;

A Base de Remuneração Regulatória (RAB - *Regulatory Asset Base*) abrange todos os ativos utilizados pela Eskom na produção e fornecimento de electricidade. A seguir são listadas as condições que devem ser cumpridas a fim de incluir um ativo na RAB.

[404] JSE: *Johannesburg Stock Exchange*

- Os ativos imobilizados devem ser de longo prazo, estar em uso e em boas condições;
- Os ativos imobilizados que não estejam em uso e em boas condições não serão incluídos na RAB;
- A exceção à condição acima, no entanto, é com relação ao trabalho durante a construção, que será capitalizado como e quando os custos de construção sejam incorridos;
- Juros durante a construção (*Interest During Construction* - IDC) não serão capitalizados ou permitido retorno;
- Estar em uso e em boas condições significa que o ativo deve estar apto a suprir a demanda no curto prazo, considerada como os 12 meses seguintes;
- O capital de giro será incluido na RAB para efeitos do cálculo do retorno;
- O retorno sobre o capital será com base no valor de substituição os ativos (*replacement value of the assets*);
- A base de ativos histórico em 31 de março de 2006 foi usada como uma base inicial de referência, sendo o ponto de partida para determinação do valor de substituição dos ativos da Eskom;
- Os ativos financiados ou pré-pagos por clientes e serão deduzidos da RAB;
- Os ativos desativados e/ou com deficiência não farão jus a retorno sobre o capital. Porém os gastos com a manutenção de ativos desativados, com um plano para seu uso futuro, serão reconhecidos nas despesas operacionais;

Avaliação da Base

A posição política número 1 da *Electricity Pricing Policy* (EPP) afirma que:

a. A receita requerida para o regulado deve ser fixada em um nível que recupere o custo total de produção, incluindo uma razoável margem de risco ajustada, ou retorno adequado sobre o valor dos ativos. O regulador, após consulta com as partes interessadas, deve adotar uma metodologia de avaliação de ativos, que reflita com precisão o valor de substituição dos ativos, de modo que permita a empresa obter financiamento a preços razoáveis para investimentos que atendam o crescimento econômico definido pelo Governo.
b. Além disso, a metodologia regulatória deve antecipar os ciclos de investimento e outras tendências para evitar volatilidade e choques de preços, garantindo simultaneamente estabilidade financeira, viabilidade, continuidade, e fungibilidade a curto, médio e longo prazo, assumindo um operador eficiente e prudente.

Os ativos serão avaliados com base no Custo de Reposição. Em se tratando de um critério de avaliação subjetivo, o regulador requer que os custos de substituição sejam estabelecidos com base no conceito "*like for like replacement value*", o que significa que os ativos são reavaliados em função de substituição dos ativos existentes. Isso não permite a utilização do valor patrimonial equivalente moderno (*Modern Equivalent Asset Value* - MEAV), onde a previsão da base se dá com a valorização do custo de ativos necessária à prestação do serviço equivalente oferecido pelos ativos existentes.

Uma vez que o exercício de avaliação dos custos de substituição tende a ser caro e demorado, o regulador aprova o uso de preços indexados de valores de substituição para o período de avaliação.

Depreciação Acumulada

A depreciação acumulada é a depreciação linear dos ativos regulados (imóveis, instalações e equipamentos). A depreciação deve ser calculada sobre o custo histórico de um ativo e este é separado da amortização do montante de reavaliação. A depreciação acumulada total e a amortização acumulada são deduzidas do valor de reposição regulatório dos ativos para obter a base de remuneração regulatória sobre a qual se calcula o retorno.

Tratamento Regulatório das Perdas

Não foi encontrada uma metodologia específica para determinação das perdas regulatórias. O NERSA reconhece uma faixa tolerável de perdas entre 5% e 12%, calculada conforme a fórmula abaixo:

$$Perdas\ \% = \frac{kWh\ Compra\ e\ Geração - kWh\ Venda}{kWh\ Compra\ e\ Geração} * 100\%$$

Municipalidades operando com perdas nessa faixa são consideradas eficientes para fins regulatórios.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

São usados índices de qualidade de serviço para as redes de transmissão e distribuição. O índice aplicável à transmissão é o *System Minutes* (SM)[405] e para distribuição o índice a ser aplicado é o *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI).

O efeito disso é que o repasse integral do programa de confiabilidade somente será aplicado se as metas de desempenho foram atingidas. Se os custos permitidos forem subutilizados e os objetivos não foram atingidos, o gasto não realizados serão reembolsados aos clientes.

Incentivos e Penalidades do Serviço de Distribuição

O principal indicador de desempenho é um único índice chamado de *System Average Interruption Duration Index* - SAIDI (Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema), que dá uma boa indicação geral do desempenho da distribuidora. O SAIDI representa uma medida tanto da frequência das interrupções, quanto da duração das interrupções, sendo definido conforme a fórmula a seguir:

$$SAIDI = SAIFI * CAIDI$$

Onde:

SAIFI = System Average Interruption Frequency Index
(Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema)
CAIDI = Customer Average Interruption Duration Index
(Índice de Duração Média de Interrupção por Consumidor)

As fórmulas de definição do SAIDI e CAIDI são apresentadas a seguir:

$$SAIFI = \frac{número\ total\ de\ interrupções\ dos\ consumidores\ p.a.}{número\ total\ de\ consumidores\ atendidos}$$

$$CAIDI = \frac{duração\ da\ interrupções\ dos\ consumidores\ p.a.}{número\ total\ de\ interrupções\ dos\ consumidores}$$

O esquema de incentivos ao indicador SAIDI é aplicado da seguinte maneira:

- Para o período do MYPD2, o SAIDI foi determinado levando em conta tanto eventos controláveis, como incontroláveis pela distribuidora (por

[405] *System Minutes* (Minutos de Sistema)
= energia total não suprida (MWh) x 60 / Pico de demanda anual do sistema

exemplo, falhas originárias da transmissão, eventos de força maior, furtos e eventos causados pelo cliente), a fim de garantir coerência com o desempenho histórico;

- No entanto, qualquer evento da transmissão de magnitude superior a 1 (um) Minuto de Sistema (*System Minute*), bem como quaisquer eventos de força maior, resultando em SAIDI superiores a 1 (uma) hora, devem ser excluída dos cálculos;
- Os incentivos a serem pagos à Eskom não devem ser maiores do que o valor de desempenho melhorado, e também não deve ser menor do que o custo de alcançá-lo;
- As metas de incentivo estabelecidas precisam ter relevância para o valor da melhoria de desempenho;
- Incentivos / penalidades devem ser limitados, a fim de evitar a exposição dos clientes a preços mais elevados;
- Novos clientes serão excluídos do cálculo do SAIDI;
- A Eskom deve fornecer relatórios periódicos, indicando os gastos com a qualidade e confiabilidade, além do acompanhamento do SAIDI versus as metas regulatórias. Os relatórios deverão incluir comentários sobre as causas das melhoras ou deteriorações no serviço.

Outras questões relevantes sobre a fórmula tarifária da distribuição

Eficiência energética e gestão do lado da demanda (EEDSM)

A EEDSM trata do planejamento, implementação e monitoramento das atividades da distribuidora destinadas a incentivar os consumidores a modificar os padrões de uso de energia elétrica, incluindo o deslocamento da demanda e o nível do consumo de energia. Refere-se a modificações nas curvas de carga promovidas por ações patrocinadas pela distribuidora com esse propósito.

A receita permitida fornece um subsídio para as despesas com EEDSM com base em um plano de projeto apresentado pela Eskom. A fórmula a seguir deve ser utilizada para determinar a receita com EEDSM a ser aplicada.

$$RR_{EEDSM} = (MW_{economia\ alvo} * CE) + OC + CM\&V - FA_{EEDSM}$$

Onde:

RR_{EEDSM} = Receita Requerida de EEDSM;
$MW_{economia\ alvo}$ = Potência alvo a ser enconomizada por ano;
CE = Custos Evitados de geração, transmissão e distribuição;
OC = Outros Custos (marketing, comunicações, P&D)
$CM\&V$= Custos de Medição e Verificação de projetos de EEDSM;

FA_{EEDSM} = Fundos Adicionais de EEDSM externos à tarifa de energia

As metas de economia de potência ($MW_{economia\ alvo}$) e descriminação por tecnologia, são determinadas pelo regulador com base no projeto de EEDSM da Eskom.

As metas cumpridas de EEDSM serão recompensadas à Eskom de forma proporcional à meta superada ($/MW). O mesmo ocorre para metas não atingidas, devolvidas aos consumidores com o mesmo critério proporcional ($/MW).

$$Penalidade\ \left[\frac{\$}{MW}\right] = \frac{RR_{EEDSM}}{MW_{economia\ alvo}} / MW_{não\ economizado}$$

$$Incentivo\ \left[\frac{\$}{MW}\right] = \frac{RR_{EEDSM}}{MW_{economia\ alvo}} / MW_{economizado}$$

Os Custos Evitados são calculados como uma estimativa dos custos que seriam evitados como resultado da necessidade de produzir e distribuir menos eletricidade para os clientes, em conjunto com os programas de eficiência energética. São determinados pelo regulador, em consulta com Eskom.

Qualquer fundo adicional recebido através de outros doadores será subtraído da receita requerida pela Eskom para EEDSM.

Ajustes de gestão de risco

Os ajustes de gestão de risco buscam mitigar retornos excessivos ou inadequados à Eskom, sendo gerenciados por alguns mecanismos, conforme apresentado a seguir:

- Ajustes para cima da receita permitida quando o fluxo de caixa estimado não resultar em numa taxa de retorno adequada;
- Deflacionar as estimativas nominais do regulador usando previsões do índice de inflação (CPI) e, após o evento (*ex post*), aplicar a taxa real de inflação (CPI) para a receita permitida;
- Permitir o repasse de custos (*pass-through*) de energia primária prudentemente incorridos;
- Ajuste das previsões de despesas de capital (CAPEX) para variações de custo e tempo;
- Ajuste na receita de distribuição para as variações no volume de vendas;
- Ajuste da receita de distribuição para a variação no número de clientes residenciais.

Complementarmente, é previsto mecanismo de reabertura do MYPD, quando houver variações significativas nas suposições feitas na determinação do preço.

23 RÚSSIA

23.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor

O setor elétrico na Rússia consiste de geração (atacadista e varejista), transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade. A maior parte das instalações geradoras é de propriedade privada e opera a gás natural ou com derivados de petróleo[406]. As plantas nucleares e hidroelétricas, muitas herdadas do período soviético, são controladas pelo Estado, bem como a maior parte dos ativos de transmissão.

A estrutura do setor na Rússia passou por reformas profundas que se iniciaram em 2002. Antes dessas reformas, o país possuía um monopólio verticalmente integrado, a RAO UES, responsável por toda a geração e fornecimento elétrico nacional. Além disso, os preços eram totalmente regulados pelo governo por considerar que a eletricidade era matéria estratégica para o desenvolvimento.

A ruptura do regime soviético e a abertura de um livre mercado na década de 1990 favoreceram o surgimento de um novo modelo de administração, em que o setor privado deveria ser ativo no planejamento em longo prazo. Em 2002, foi criada a operadora de despacho centralizado do Sistema Unificado Nacional, a SO UPS, e a Federal Grid Company (FSK), proprietária dos ativos. Em 2008, a RAO UES (monopólio integralmente verticalizado) foi completamente desagregada em 20 companhias elétricas independentes com proprietários diversos. Na mesma época da desagregação da RAO UES, o governo criou a *JSC Russian Grids* (antes "holding MRSK"), que seria responsável pelo controle das empresas inter-regionais de distribuição de diversas regiões do país. Esse foi um primeiro passo para conformar a reforma e iniciar um mercado competitivo com preços liberalizados. Entre 2007 e 2011, o processo de liberalização continuou por meio de privatizações de diversos ativos de geração e através de novas regras para o mercado atacadista e varejista na Rússia. Os novos proprietários se comprometeram a continuar os programas de investimentos previstos pela RAO UES por meio de contratos bilaterais de capacidade no período de dez anos.

Dez anos depois do início das reformas, em 2012, houve uma reconsolidação dos ativos de transmissão e distribuição nas mãos do governo[407]. No fim de 2012, o presidente Vladimir Putin assinou um decreto que estabelece que grande parte dos ativos de transmissão e distribuição deva ser controlada pelo Estado para o estabelecimento de uma política centralizada, com investimentos uniformes e coordenados em redes de transmissão e distribuição. Assim,

[406] UK Practical Law (2014) Electricity regulation in the Russian Federation: overview.
[407] UK Practical Law (2014) Electricity regulation in the Russian Federation: overview.

embora o país tenha aderido ao processo de privatizações, as redes nacionais permanecem sob tutela do Estado por serem consideradas monopólios naturais.

Transmissão e distribuição são monopólios naturais operados e de propriedade do Estado. Duas entidades são responsáveis pela transmissão: a *Federal Grid Company (FSK)*, que detém sob sua tutela os ativos de transmissão da Rede Elétrica Unificada Nacional; e a SO-UPS, responsável por operar a rede em um despacho centralizado e ótimo dos recursos[408]. Na distribuição existe a atuação da *JSC Russian Grids*, que engloba companhias de distribuição regionais e inter-regionais. O conjunto possui 43 subsidiárias joint-stock e afiliadas. Há mais de 320 mil acionistas, embora o governo seja dono de 85,3% das ações[409].

O setor de geração foi liberalizado e parcialmente privatizado desde 2005, em um processo concluído pela liquidação da RAO UES em 2008 e reorganização em diversas companhias. A era das privatizações deu espaço à entrada de empresas estrangeiras como a E.ON, EDF e a Enel[410], além de uma diversificação do portfólio de investimentos. As maiores empresas geradoras são a Gazprom (38 GW), RusHydro (35 GW), Inter RAO (29 GW) e Rosatom (24 GW). Observa-se que o governo ainda detém uma participação significativa na geração, pois essas quatro corporações são públicas. Plantas nucleares e hidrelétricas são de propriedade estatal e permanecem como fontes prioritárias de despacho. Muitos destes empreendimentos já estão amortizados.

Os preços no mercado elétrico russo têm sido gradualmente liberalizados nos últimos anos, mas sem choques, a fim de evitar a desestabilização do setor de energia. O mercado atacadista atual é composto da seguinte forma: poucos contratos bilaterais (cerca de 2%), 18% regulado e 80% com a comercialização no DAM (mercado do dia seguinte)[411].

O mercado varejista permanece regulado. Os participantes desse mercado são os comercializadores e companhias de vendas, incluindo o comercializador de última instância e companhias varejistas. Na Rússia, existem comercializadores (GSs) que fornecem eletricidade por obrigação universal aos consumidores finais em áreas geográficas definidas. A legislação proíbe que uma companhia atue na geração e na transmissão/distribuição simultaneamente. Somente os GSs podem ser geradores e operadores de distribuição. Em muitas regiões, os consumidores não podem escolher seus comercializadores, sendo que os GSs locais atuam como em um monopólio. As tarifas residenciais são reguladas pelo governo. Os comercializadores atuam como empresas independentes de venda de eletricidade aos consumidores residenciais, industriais e comerciais. Como

[408] Oksanen M. Karjalainen R., Viljainen S. e Kuleshov D. (2009) Electricity Markets in Russia, the US and Europe.
[409] Rosseti (2015) Company History.
[410] IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014.
[411] IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014.

exemplo, há a Mosenergosbyt, atuante na região metropolitana de Moscou, com 7,1 milhões de clientes (6,9 milhões residenciais)[412]. Em 2015, o mercado varejista também será liberalizado, concluindo as reformas previstas para o setor elétrico. A fim de evitar choques ou transições forçosas, o governo russo anunciou que irá liberalizar o mercado varejista estabelecendo a figura dos GSs (comercializadores de última instância) para os consumidores mais vulneráveis. Nesse sentido, o Estado anunciou em 2014 a introdução de uma *norma social*, a garantia mínima de consumo elétrico para residências que possuem tarifas sociais. Espera-se que a medida abranja 70% da população[413].

Além disso, o mercado competitivo não deverá abranger algumas regiões determinadas pelo isolamento geográfico, como Kaliningrado ou Arkhangelsk.

Marco Institucional

Na Rússia, além de entidades privadas, existem instituições que foram criadas para zelar pelo bom funcionamento do setor elétrico:

a) *Ministério da Energia*[414] é a autoridade nacional responsável pelo desenvolvimento e implementação de políticas energéticas, com diretrizes para combustíveis, eletricidade, petróleo e gás, realizando programas de fomento às renováveis. É o órgão máximo do governo para a temática energética e administra a produção e o uso dos recursos de energia;

b) *Federal Grid Company (FSK)*[415] é a proprietária da rede de transmissão unificada nacional, incluindo linhas de alta voltagem de transmissão, com atribuição de monopólio natural. O objetivo da entidade é manter e desenvolver a rede elétrica de transmissão no país, supervisionando as instalações de rede e a infraestrutura em 76 regiões na Rússia, cobrindo um território de 14,8 milhões de km². Seus clientes são companhias regionais de distribuição, comercializadores e grandes indústrias. Desde 2010, a FSK participa da regulação de cinco anos RAB (regulatory asset base), que será explicada mais adiante. A companhia é controlada 80,1% pela *JSC Russian Grids*.

c) *Operador do Sistema Unificado de Energia da Rússia (SO-UPS)*[416] é o operador do sistema nacional, responsável pelos despachos e sincronização das redes. O despacho deve ser centralizado e otimizado. A reforma no setor elétrico estabeleceu que o Estado devesse ser o

412 Mosenergosbyt (2015) O kompanii: S nami prixodim svet!
413 IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014.
414 Ministry of Energy of the Russian Federation (2015) Main page.
415 Rosseti (2015) About company.
416 RAO UESR (2006) Company Structure.

principal acionista, com não menos que 75% + 1 voto. Dentre suas atribuições está o monitoramento da capacidade aportada, o controle e observância de todos os requerimentos técnicos ou necessidades de confiabilidade da rede.

d) Serviço Federal Tarifário (FTS)[417] é o órgão federal que exerce o controle legal sobre a regulação tarifária e nos preços de bens e serviços que necessitam de controle de acordo com a legislação. Cabe à entidade regular os monopólios naturais, estabelecendo os valores remuneratórios dos agentes envolvidos e gerindo outras questões que se relacionem à determinação tarifária.

e) *Serviço Federal Anti-Monopólio (FAS)*[418] supervisiona a competição e o abuso de poder no mercado, incluindo o cumprimento das regras de segregação de acordo com as diretrizes que apoiam modelos de liberalização de antigos monopólios. É a entidade que avalia a competição nos segmentos atacadista e varejista, o acesso não-discriminatório do operador das redes. É de sua responsabilidade autorizar o investimento estrangeiro em setores estratégicos, como o de transmissão (não de distribuição, proibido por decreto legal).

f) Rosseti (JSC Russian Grids)[419] é o órgão estatal que garante a operação do sistema elétrico por meio da realização de serviços de transmissão e distribuição de eletricidade, avaliando a disponibilidade das redes em baixa tensão e registrando as medições de fluxo de carga dos clientes finais. Atendendo ao desejo do governo anunciado em 2012 de unir a administração das redes de transmissão e distribuição, a *Rosseti* foi organizada em 2013 como entidade responsável tanto pela FSK e como pela MRSK. Assim, concentra unidades subsidiárias que prestam serviços de rede.

g) Centro de Liquidação Financeira (CFS)[420] executa os pagamentos e monitora as liquidações dos participantes no mercado de energia/capacidade (atacado) e no mercado varejista, através de um sistema unificado de compensações.

h) ATS[421]é a entidade que organiza e opera o mercado atacadista e as atividades relacionadas à comercialização de energia elétrica, tanto no mercado de energia física como de capacidade. A ATS é responsável ainda por registrar acordos celebrados bilateralmente entre compradores e vendedores, bem como por estabelecer o mercado de balanço. A ATS e

417 FTS (2013) About Federal Tariff Service.
418 IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014.
419 IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014.
420 IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014.
421 IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014.

a SO-UPS atuam em extrema coordenação para garantir a confiança do sistema nacional. Após a otimização do uso da rede pela operadora da rede, os resultados são enviados para a operadora de mercado. A ATS é supervisionada pela FAS e pelo Conselho de Mercado.

i) *Conselho de Mercado* é uma organização auto-regulatória para os mercados atacadista (de energia e capacidade) e para o mercado varejista. Desenvolve o quadro regulatório através de regras de mercado e comprometimento com a segurança. É composto por vários representantes do setor elétrico da Federação, incluindo funcionários públicos.

j) *Serviço Federal da Rússia de Supervisão Nuclear, Industrial e Ambiental (Rostechnadzor)*[422] é um órgão do governo cuja função é elaborar e implementar políticas estatais de desenvolvimento, bem como decretar regulação na esfera da energia nuclear e da supervisão radioativa. A entidade é encarregada da regulação de procedimentos de segurança no uso atômico. Responde pelos licenciamentos de atividades nucleares no país e pelos impactos radioativos.

A Rússia possui dois mercados elétricos: o atacadista e o varejista. O mercado elétrico atacadista no país opera com "preços de nó", que é um método de determinação de preço em que um preço de equilíbrio é calculado para diferentes localidades da linha de transmissão. Cada "nó" representa uma localização física do sistema de transmissão em que a energia é injetada pelos geradores e consumida pelos clientes[423].

O mercado atacadista (OREM) foi liberalizado totalmente em 2011.

O mercado varejista permanece regulado. Como já fora explicado anteriormente, GSs atuam como fornecedores universais obrigatórios aos clientes residenciais. Com base de uma fórmula prévia, o GS compra eletricidade no mercado atacadista na região em que se encontra e fornece eletricidade aos consumidores. Apenas em casos específicos, como insolvência, os consumidores podem optar por outro comercializador. A mudança de GS é feita pelo Ministério da Energia com base em leilões competitivos em todas as regiões, com exceção de sistemas isolados ou zonas sem preços, em que as unidades federativas decidem. Em casos de insolvência, as MRSKs (distribuidoras) são autorizadas a atuar como comercializadoras por, no máximo, um ano. Depois disso, novos leilões são feitos.

[422] ROSTECHNADZOR (2011) State regulation of nuclear and radiation safety in the RF.
[423] IMO (2004) Nodal pricing basics.

23.2 Modelo Tarifário[424] [425] [426]

O preço da energia elétrica na Rússia inclui os custos com geração (atacadista e regional), rede (transmissão e distribuição), infraestrutura (remuneração do operador de mercado e do operador da rede) e o custo de comercialização (GSs).

O modelo tarifário geral aplicável às redes de transmissão e distribuição na Rússia prevê tarifas para o sistema baseadas no retorno do capital investido. A principal característica da nova regulação é que o capital investido em um monopólio natural deverá gerar um retorno suficientemente atrativo para novos investimentos, além de considerar o risco do investidor. O objetivo do Estado foi criar condições de atrair capital para o desenvolvimento das redes elétricas e teve como base experiências internacionais bem sucedidas.

Na aplicação do sistema de retorno sobre o capital investido (também chamado de "receitas brutas requeridas") são definidos parâmetros com o objetivo de controle de "longo prazo" (durante o período regulatório de 5 anos). Porém, o controle de longo prazo é de fato realizado paulatinamente através de ajustes anuais.

No cálculo do retorno sobre o capital investido, as receitas brutas requeridas para a fixação de tarifas são determinadas na seguinte seqüência:

- Cálculo das Receitas Brutas Requeridas de Longo Prazo (RBR)
  1) Nível básico de despesas operacionais;
  2) Índice de eficiência das despesas operacionais;
  3) O montante de capital investido;
  4) O capital de giro líquido;
  5) A taxa de retorno sobre o capital investido;
  6) O prazo de retorno sobre o capital investido;
  7) A elasticidade dos custos operacionais controlados por ativos;
  8) O consumo tecnológico padrão (perdas) de energia elétrica;
  9) Nível de confiabilidade e qualidade dos produtos vendidos (serviços).

- Parâmetros definidos previamente (antes do cálculo da RBN)

[424] Cooke (2013). Russian Electricity Reform 2013 Update: Laying an Efficient and Competitive Foundation for Innovation and Modernisation
[425] International Energy Agency (2014). Russia 2014. Energy Policies Beyond IEA Countries.
[426] Federal Tariff Service (2012). "On approval of guidelines to regulate tariffs using the method of return on invested capital". Order № 228-э de 30 de março de 2012. Anexo.

1) Taxa de inflação;
2) Base de ativos (montante dos ativos);
3) Despesas não operacionais (não gerenciáveis);
4) Quantidade de oferta produtiva e eletricidade;
5) Preço (tarifa) de compra de energia, para compensação de perdas;

A seguir será detalhada a forma de obtenção das componentes presentes na metodologia de retorno sobre o capital investido.

23.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[427] [428] [429]

A Receita Bruta Requerida de Longo Prazo (RBR) é calculada através da seguinte fórmula:

$$НВВ_i^Д = P_i + ВК_i + ДК_i + \Delta ЭОР_i + \Delta ЭП_i + ДельтаНВВ_i^{сг}$$

Onde:

i = anos do período tarifário, i = 1, 2, 3 ...

$НВВ_i^Д$ = Receita Bruta Requerida para o ano i;

P_i = Custos associados à produção e venda de produtos (serviços) para actividades reguladas determinados para o ano i;

$ВК_i$ = Retorno sobre o capital investido, para o ano i;

$ДК_i$ = Renda sobre o capital investido, para o ano i;

$\Delta ЭОР_i$ = Economias nas despesas operacionais no ano i, e contabilizadas no ano seguinte;

[427] Federal Tariff Service (2010). . "*On approval of guidelines for the calculation and application of lowering (raising) the coefficients, helps ensure compliance with tariff levels established for the organizations performing the regulatory activity, the level of reliability and quality of goods and services*". Order № 254-э/1 de 26 de outubro de 2010. Anexo.
[428] Federal Tariff Service (2012). "*On approval of guidelines to regulate tariffs using the method of return on invested capital*". Order № 228-э de 30 de março de 2012. Anexo.
[429] Ministry of Energy of Russia (2010). "*On Approval of Guidelines for the calculation of the reliability and quality of goods supplied and services rendered to the organization managing the unified national (All-Russia) electric grid and regional network organizations*". Order № 296 a partir 26 de junho de 2010.

$\Delta ЭП_i$ = Economias a partir da redução das perdas no ano i, e contabilizadas no ano seguinte;

$ДельтаНВВ_i^{сг}$ = Quantidade de mudança na receita bruta requerida, determinado para o ano i, produzido de forma a suavizar as tarifas.

Anualmente, o regulador calcula e ajusta os parâmetros do cálculo da Receita Bruta Requerida (RBR), em função dos desvios dos valores estimados no ano anterior em relação aos valores verificados no final do ano.

Custos Operacionais

Os custos associados à produção e venda de produtos (serviços) para atividades reguladas, determinados antes do período de regulação a longo prazo, são calculados da seguinte forma:

$$P_i = OP_i + HP_i$$

Onde:

i = anos do período tarifário, i = 1, 2, 3 ...

P_i = Custos associados à produção e venda de produtos (serviços) para atividades reguladas determinados para o ano i;

OP_i = Custos operacionais (gerenciáveis) para o ano i;

HP_i = Despesas (não gerenciáveis) incluídas no cálculo da RBR para o ano i;

Os custos operacionais (gerenciáveis) são calculados da seguinte forma:

$$OP_i = OP_0 * \prod_{j=1}^{i} Кинд_j$$

$$Кинд_j = (1 - ИР_j) * (1 + ИПЦ_j) * (1 + ИКА_j)$$

Onde:

$Кинд_j$ = Fator de indexação para o ano j;

OP_0 = Nível básico de despesas operacionais (gerenciáveis), determinadas para o período de regulação a longo prazo;

$ИР_j$ = índice de eficiência de despesas operacionais, porcentagem fixa para o ano j;

$ИПЦ_j$ = índice de preços ao consumidor (índice de inflação), de acordo com a previsão aprovada, calculada pelos órgãos oficiais de desenvolvimento socioeconômico da Federação da Rússia;

$ИКА_j$ = índice de variação do número de ativos, definido como um percentual para o ano j, no cálculo das taxas de longo prazo.

A variação do número de ativos utilizados na fixação das tarifas depende do montante das despesas de funcionamento destes ativos, necessários para levar a cabo as atividades reguladas. No que diz respeito aos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica, o índice de variação do número de ativos é calculado usando a seguinte fórmula:

$$ИКА_j = К_{эл} \times \frac{УЕ_j - УЕ_{j-1}}{УЕ_{j-1}}$$

Onde:

$УЕ_j$ = Número de unidades convencionais que se relacionam com os bens necessários para a execução da atividade regulada no ano j;

$УЕ_{j-1}$ = Número de unidades convencionais que se relacionam com os bens necessários para a execução da atividade regulada no ano j-1

$К_{эл}$ = Coeficiente de elasticidade das despesas operacionais pelo número de ativos necessários para as atividades reguladas, definida pelo regulador sobre a regulação a longo prazo (definida em 0,75)

O nível básico de despesas operacionais (gerenciáveis) é definido no início do primeiro ano do período de longo prazo (regulatório) pelas autoridades reguladoras, utilizando o método de despesas economicamente viáveis (custos) e o método de pares de comparação. Ao estabelecer o nível de base das despesas operacionais, estas representam os resultados da análise da razoabilidade dos custos da entidade regulada incorridos no período anterior ao ciclo regulatório, e os resultados da implementação de medidas de controle.

São considerados na determinação do nível básico de despesas operacionais:

1. Matérias-primas;

2. Reparo de ativos imobilizados;
3. Custos do trabalho; e
4. Outros custos associados à produção e venda de produtos (serviços) para atividades reguladas.

Não são incluidos nos custos operacionais (gerenciáveis): a amortização de equipamentos de produção, os custos de manutenção de fundos emprestados, o custo de aluguéis de imóveis utilizado para realizar as atividades reguladas, os custos dos serviços prestados pelas organizações envolvidas nas atividades reguladas no setor de energia elétrica, os custos de perda, pagamentos de locação, impostos e direitos previstos na lei da Federação Russa sobre impostos e taxas.

As economias nas despesas operacionais realizadas pela empresa, em cada ano do período de regulação de longo prazo, incluindo o resultado de medidas para reduzir a quantidade de energia utilizada, é levado em conta como parte da receita bruta requerida ao longo de 5 anos e são determinadas pela seguintes fórmulas:

Para o primeiro ano do ciclo regulatório:

$$\Delta ЭОР_1 = \frac{\sum_{j=1}^{4}\left(ЭОР_{p-j} * \prod_{l=0}^{j-1}(1+ИПЦ_{p-l}) \right)}{4}$$

Para o segundo ano do ciclo regulatório e demais:

$$\Delta ЭОР_i = \frac{\sum_{j=1}^{5-i}\left(ЭОР_{p-j} * \prod_{l=0}^{j-1}(1+ИПЦ_{p-l}) \right)}{5-i} \times \prod_{m=2}^{i}(1+ИПЦ_m)$$

Onde:

i = anos do período tarifário, i = 1, 2, 3 ...

p = primeiro ano do próximo período regulatório de longo prazo;

$\Delta ЭОР_i$ = Economia nas despesas operacionais, que são contabilizados no próximo ano i do período regulatório. (O valor da economia é assumido como sendo zero, se o cálculo resultar em economia negativa);

$$ЭОР_{p-j} = ОР^{ск}_{p-j} - ОР^{ф}_{p-j}$$

Onde:

j = número de anos antes do próximo período tarifário;

$OP^{ск}_{p-j}$ = Despesas operacionais ajustadas tidos em conta na determinação das tarifas para o ano *p - j* do período regulatório anterior;

$OP^{Ф}_{p-j}$ = Despesas operacionais reais no ano *p - j* do período regulatório anterior (as despesas operacionais reais levados em conta no cálculo das economias dos custos operacionais, não pode exceder o nível estabelecido para o ano pelos reguladores. Do valor dos custos operacionais reais são excluídos custos excessivos identificados pelos resultados das inspecções;)

$ИПЦ_{p\text{-}l;m}$ = Índice de preços ao consumidor (reais / estimados) para os anos *p -1* e *m*;

Com o intutito de melhorar a eficácia da entidade regulada, é reconhecido um índice de eficiência das despesas operacionais, estabelecidos para o período regulatório, que pode variar de 1% a 3%, de acordo com certos parâmetros de comparação.

A empresa, como parte do processo, propõe no início do período regulatório de long prazo seu nível básico de despesas operacionais (gerenciáveis), além do volume de alterações nas unidades convencionais. A cada ano, ao longo do ciclo, o regulador realiza ajustes dos custos tendo em conta o desvio da inflação real e o número real de unidades convencionais de equipamentos a partir dos valores registrados no estabelecimento do controle das tarifas de longo prazo e ajusta os valores planejados para esses parâmetros.

As despesas (não gerenciáveis) incluídas no cálculo da RBR incluem:

1) Custos dos serviços prestados pelas organizações envolvidas em atividades reguladas no setor de eletricidade;
2) Custos de aluguel de imóvel utilizado para realizar atividades reguladas no setor de electricidade;
3) Imposto de renda e outras taxas, encargos e tributos compulsórios;
4) Outros custos obrigatórios definidos pelo regulador

A cada ano do ciclo de longo prazo, as despesas (não gerenciáveis) são ajustadas em função dos desvios entre os valores projetados e os valores realizados e mudanças na legislação russa que impactem o nivel de custos da distribuidora.

Os custos associados à produção e venda de produtos (serviços) para atividades reguladas também tem ajustes anuais, sendo este calculado por sua vez através

dos custos operacionais (gerenciáveis) ajustados e das despesas (não gerenciáveis) também ajustadas.

É estabelecido um índice de eficiência nas despesas operacionais para o ciclo de longo prazo, utilizando um método de pares de comparação. Esse índice de desempenho das despesas operacionais é definido com base em uma análise comparativa do custo por unidade de produtos vendidos (custos unitários) das empresas reguladas.

Na determinação do índice de eficiência das despesas operacionais são considerados os investimentos realizados com o objetivo de redução dos custos operacionais. O impacto do investimento na redução é estimado na fase de desenvolvimento e aprovação do programa de investimentos da entidade regulada.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

O tamanho do capital investido é definido no início do primeiro ano do período regulatório, de acordo com as regras que determinam o valor dos ativos, do tamanho do capital investido e manutenção de sua contabilidade. É definida logo em seguida da primeira aplicação do método de retorno sobre o capital investido.

O retorno sobre o capital investido, para o ano 1 do período regulatório, é calculado da seguinte forma:

$$BK_i = BKP + BK\text{Б}_i$$

Onde:

i = ano *1* do período tarifário

BK_i = Retorno sobre o capital investido, para o ano i;

BKP = Retorno sobre o capital investido antes do primeiro período regulatório;

$BK\text{Б}_i$ = Retorno sobre o capital investido após o início do primeiro período regulatório.

O retorno sobre o capital investido antes do primeiro período regulatório é definido da seguinte forma:

$$ВКР = \frac{РИК}{СВК \times (1 - ИИК)}$$

Onde:

РИК = O tamanho do capital investido, estabelecido no início do primeiro ano do período regulatório, de acordo com as regras que determinam o valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da contabilidade;

ИИК = Deterioração física do capital investido, estabelecida no início do primeiro ano do período regulatório, de acordo com as regras que determinam o valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da contabilidade;

СВК = Prazo de retorno sobre o capital investido, estabelecido em conformidade com as regras que determinam o valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da contabilidade.

O retorno sobre o capital investido após o início do primeiro período regulatório é dado da seguinte forma:

$$ВКБ_i = \frac{ПИК_i}{СВК}$$

Onde:

$ПИК_i$ = Custo inicial da base de capital investida, o que é determinada no início do ano i calculado de acordo com as regras que determinam o valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da contabilidade

O retorno sobre o capital investido, para o ano 2 e subsequentes do período regulatório, é calculado da seguinte forma:

$$ВК_i = \frac{ПИК_i}{СВК}$$

Onde:

$ПИК_i$ = Custo inicial da base de capital investida, o que é determinada no início do ano i calculado de acordo com as regras que determinam o

valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da contabilidade;

CBK = Prazo de retorno sobre o capital investido, estabelecido em conformidade com as regras que determinam o valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da contabilidade.

Anualmente, ao longo do período regulatório, o regulador realiza ajustes no retorno sobre o capital investido, estabelecido para o próximo ano do período, com base em dados reais de instalações que entraram em serviço, alienação (*write-off*) de bens antes do fim de sua vida útil, bem como em ajustes no plano de investimento aprovado, e mudanças reais na composição e valor dos ativos.

O valor de retorno ajustado sobre o investimento a ser incluído nas receitas brutas requeridas (regulatórias) da entidade para o primeiro ano do próximo período regulatório de longo prazo é calculado pela seguinte fórmula:

$$ВК_i^{ск} = ВКР_i^{ск} + ВКБ_i^{ск}$$

Onde:

i = anos do período tarifário, i = 1, 2, 3 ...

$ВК_i^{ск}$ = Retorno ajustado sobre o capital investido no ano i

$ВКР_i^{ск}$ = Retorno ajustado sobre o capital investido antes do primeiro período regulatório;

$ВКБ_i^{ск}$ = Retorno ajustado sobre o capital investido após o início do primeiro período regulatório;

$$ВКР_i^{ск} = \frac{ОРИК_i}{СВК \times (1 - ИИК) - (i - 1)}$$

Onde:

$ОРИК_i$ = Valor residual do capital investido, tendo em conta as baixas acumuladas antes do fim da vida útil, definido no início do ano i;

$$ВКБ_i^{ск} = \frac{ПИК_i^{ск}}{СВК}$$

Onde:

$ПИК_i^{ck}$ = A base ajustada do capital original investido, que é determinado no início do ano i calculado de acordo com as regras que determinam o valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da contabilidade de custos ajustados

O valor de retorno ajustado sobre o investimento a ser incluído nas receitas brutas requeridas (regulatórias) da entidade para o segundo ano e posteriores do próximo período regulatório de longo prazo é calculado pela seguinte fórmula:

$$ВК_i^{ск} = \frac{ПИК_i^{ск}}{СВК}$$

A renda sobre o capital investido, para o ano 1 do período regulatório, é calculada da seguinte forma:

$$ДК_i = ДКР_i + ДКБ_i$$

Onde:

$ДК_i$ = Renda sobre o capital investido, para o ano i;

$ДКР_i$ = Renda sobre o capital investido antes do primeiro período regulatório;

$ДКБ_i$ = Renda sobre o capital investido após o início do primeiro período regulatório.

A renda sobre o capital investido antes do primeiro período regulatório é definida da seguinte forma:

$$ДКР_i = (РИК - ВКР \times (i-1)) * НДР_i$$

Onde:

РИК = Tamanho do capital investido, estabelecido no início do primeiro período regulatório;

$ВКР \times (i-1)$ = Renda sobre do capital investido antes do primeiro período de regulação a longo prazo, acumulado desde o início do período, até um ano *i-1* inclusive;

$НДР_i$ = Taxa de renda sobre o capital, estabelecido para a entidade regulada no ano i do primeiro período a longo prazo da regulação

A renda sobre o capital investido após o início do primeiro período regulatório é definida da seguinte forma:

$$ДКБ_i = (ОИК_i + ЧОК_i) * НД_i$$

Onde:

$ОИК_i$ = Valor contábil líquido da base de capital investido, determinado no inicio do ano i;

$ЧОК_i$ = Valor do capital de giro liquido;

$НД_i$ = Taxa de renda sobre o capital, criada após a transição por retorno sobre o capital investido.

A renda sobre o capital investido para o ano 2 e subsequentes do período regulatório, é calculado da seguinte forma:

$$ДК_i = (ОИК_i + ЧОК_i) * НД_i$$

O valor da renda ajustada sobre o investimento a ser incluída nas receitas brutas requeridas (regulatórias) da entidade para o primeiro ano do próximo período regulatório de longo prazo é calculada pela seguinte fórmula:

$$ДК_i^{ск} = ДКР_i^{ск} + ДКБ_i^{ск}$$

Onde:

$ДК_i^{ск}$ = Renda ajustada sobre o capital investido no ano i

$ДКР_i^{ск}$ = Renda ajustada sobre o capital investido antes do primeiro período regulatório;

$ДКБ_i^{ск}$ = Renda ajustada sobre o capital investido após o início do primeiro período regulatório

$$ДКР_i^{ск} = ОРИК_{\text{i}} * НДР_{\text{i}}$$

Onde:

$ОРИК_{\text{i}}$ = Valor residual do capital investido, tendo em conta as baixas acumuladas antes do fim da vida útil, definido no início do ano i;

$$ДКБ_i^{ск} = (ОИК_i^{ск} + ЧОК_i) * НД_i$$

Onde:

$ОИК_i^{ск}$ = Valor contábil líquido ajustado da base de capital investido, determinado de acordo com as regras que determinam o valor dos ativos, tamanho do capital investido e manutenção da organização contábil.

O valor da renda ajustada sobre o investimento a ser incluída nas receitas brutas requeridas (regulatórias) da entidade para o segundo ano e posteriores do próximo período regulatório de longo prazo é calculada pela seguinte fórmula:

$$ДК_i^{ск} = (ОИК_i^{ск} + ЧОК_i) * НД_i$$

O capital de giro líquido é estabelecido pelas autoridades na regulação a longo prazo, no montante correspondente ao valor necessário para as atividades da entidade regulada, sem escassez de dinheiro. Cálculo do capital de giro líquido é dado pela fórmula

$$ЧОК_i = (КА_0 - КП_0) * \prod_{j=1}^{i} (1 + ИПЦ_j)$$

Onde:

$ЧОК_i$ = Valor do capital de giro líquido do ano i;

KA_0 = Valor total do ativo circulante de curto prazo da entidade regulada de acordo com o balanço financeiro, no final do ano anterior ao primeiro ano do período regulatório;

$KП_0$ = Valor total do passivo circulante da entidade regulada de acordo com o balanço financeiro, no final do ano anterior ao primeiro ano do período regulatório;

O valor do capital de giro líquido não pode ser inferior a 2% nem superior a 8% das receitas brutas requeridas no ano fiscal anterior.

O Regulador tem o direito de redistribuir as receitas brutas requeridas da empresa regulada entre os anos dentro de um período tarifário, a fim de suavizar as tarifas. A magnitude da mudança necessária da receita bruta requerida, a fim de facilitar a receita bruta necessária no último ano do período regulatório de longo prazo é determinado pela fórmula:

$$ДельтаНВВ_n^{Cг} = -\sum_{i=1}^{n}\left(ДельтаНВВ_i^{Cг} * \prod_{j=1}^{i}(1 + НД_j) \right)$$

Onde:

n = número de anos do período tarifário;

$ДельтаНВВ_i^{Cг}$ = Quantidade de mudança necessária na receita bruta no ano i, conduzida de modo a suavizar as tarifas;

$НД_j$ = taxa de renda do capital, criada após a transição para a regulação pelo retorno sobre o capital investido, estabelecida no ano j.

A taxa de retorno sobre o capital investido após o início do primeiro período regulatório, calculada da seguinte forma:

$$НД = ДЗК \times СЗК + ДСК \times ССК$$

Onde:

$НД$ = Taxa de Retorno;

$ДЗК$ = Participação do capital da dívida na estrutura de capital investido;

$СЗК$ = Custo de capital de terceiros;

ДСК = Quota de capital próprio na estrutura de capital investido;

ССК = Custo do capital próprio.

O capital de terceiros (dívida) inclui obrigações para com os credores, com um período não inferior a um ano de validade. É determinado com base no valor médio dos títulos das entidades reguladas.

O capital próprio inclui o capital utilizado na organização para criar os bens necessários para as atividades reguladas, líquida de capital de terceiros. É calculado pela soma do valor do rendimento médio das obrigações do Estado a longo prazo (em rublos), com um prazo de vencimento igual ou superior a oito anos e não mais de dez anos, no ano anterior ao estabelecimento da taxa de retorno, e a magnitude do prémio de risco de investir em entidade regulada, definida levando em conta o prêmio de risco de investir em ações com base organizações internacionais e avaliação estatística do grau de risco associado ao investimento no patrimônio da organização, com base em negociação no mercado de valores mobiliários.

A proporção de dívida e capital próprio é definida como a relação entre dívida e capital próprio, respectivamente, para o montante de capital investido. A proporção de capital de terceiros para o período regulatório de longo prazo de redes de distribuição de energia elétrica é definida em 0,3. A quota de capital próprio de redes de distribuição, por sua vez, está definida em 0,7.

O tamanho do capital investido da entidade regulada é determinado na primeira aplicação do método de retorno do capital investido, no início do primeiro período de regulação de longo prazo, sendo definido como o custo do capital investido e usado para criar os ativos utilizados na atividades reguladas, tendo em conta uma avaliação independente do custo de reposição, bem como os desgaste de tais ativos físicos. No cálculo do montante do capital investido podem ser considerados passivos incorridos em consulta com as autoridades reguladoras na implementação do programa de investimentos.

A determinação do montante do capital investido e a conta usada na atividade regulada, utilizando o método de retorno sobre o capital investido, é realizada separadamente do valor contábil dos ativos da organização, incluindo contabilidade e contabilidade fiscal.

O valor original da base de custos do capital investido no início do período regulatório de longo prazo i+1 ao se definir as tarifas para o próximo período regulatório de longo prazo é definido como:

$$ПИК_{i+1} = ПИК_0 + \sum_{j=1}^{i} Э_j^{пл}$$

$$ПИК_1 = ПИК_0$$

Onde:

i = anos do período tarifário, i = 1, 2, 3 ...

$ПИК_0$ = Custo inicial da base de capital de investimento da entidade regulada no início do próximo (segundo e posteriores) período de longo prazo (regulatório)

$ПИК_0 = 0$ Para o primeiro período regulatório de longo prazo

$Э_j^{пл}$ = Volume de entrada em operação, previsto para aplicação no ano j do período de regulação a longo prazo.

O valor residual da base de capital investida da entidade regulada no início do ano i + 1, no primeiro período de regulação a longo prazo, é definido como:

$$ОИК_{i+1} = \sum_{j=1}^{i} Э_j^{пл} - \sum_{j=1}^{k} В_j - \sum_{j=k+1}^{i} \frac{ПИК_i}{СВК}$$

Onde:

k = número de anos do período de regulação a longo prazo (*k* inicial igual a 2011);

$\sum_{j=1}^{k} В_j$ = O retorno sobre o novo capital investido incluídos nas receitas brutas requeridas da organização, desde o início do primeiro período regulatório de 2011, inclusive.

O valor residual da base de capital investida da entidade regulada no início do ano i + 1, no segundo período e posteriores de regulação a longo prazo, é definido como:

$$ОИК_{i+1} = ОИК_0 + \sum_{j=1}^{i} Э_j^{пл} - \sum_{j=1}^{i} \frac{ПИК_i}{СВК}$$

Onde:

$ОИК_0$ = Valor residual da base de capital investido da entidade regulada no início do próximo (segundo e posteriores) período de regulação a longo prazo.

O volume de entrada em operação, previsto para aplicação no ano j do período de regulação a longo prazo, é definido da seguinte forma:

$$Э_{\text{j}}^{пл} = B_{\text{j}}^{\text{пл}} - ПТП_{\text{j}}^{\text{пл}}$$

Onde:

$B_{\text{j}}^{\text{пл}}$ = Custo de comissionamento de instalações incluídas no plano aprovado, colocada em operação no ano j longo do período de regulação, excluindo o IVA e o custos dos ativos registrados no montante de capital investido como em construção;

$ПТП_{\text{j}}^{\text{пл}}$ = Montante dos fundos de receitas projetadas para pagar a componente de investimento de taxas para objetos de conexão, encomendado no ano j, em conformidade com as decisões tarifárias, menos planejadas ao imposto de renda, sem IVA.

Tanto o valor original da base de custos do capital, quanto o valor residual da base, também são ajustados anualmente para fins de aplicação na receita bruta requerida.

Tratamento Regulatório das Perdas

A economias a partir da redução das perdas de eletricidade, contabilizada para formar a receita bruta requerida (RBR) no período regulatório de 5 anos, é determinada para cada ano i do período regulatório usando a seguinte fórmula:

$$\Delta Э П_i = \frac{\sum_{j=1}^{4}\left(Э П_{i-j} * \prod_{l=0}^{j}(1 + ИПЦ_{i-l}) \right)}{4}$$

Onde:

$\Delta Э П_i$ = Economia de redução das perdas, que são contabilizados no cálculo da receita bruta requerida no próximo ano i período regulatório (O

valor da economia é assumido como sendo zero, se o cálculo resultar em economia de valor negativo).

A economia de redução das perdas a cada ano é calculada da seguinte maneira:

$$ЭП_{i-j} = (ПР^{ф}_{i-j} \cdot N_{i-j} - П^{ф}_{i-j}) \times ЦП_{i-j}$$

Onde:

j = Número de anos anteriores ao ano do período regulatório i;

$ЭП_{i-j}$ = Economia de redução de perdas no ano i - j. O valor é assumido como zero se o cálculo der negativo;

$ПР^{ф}_{i-j}$ = Fornecimento de energia real à rede no ano i - j;

$П^{ф}_{i-j}$ = Perdas elétricas reais no ano i - j;

N_{i-j} = Consumo tecnológico padrão (perdas) de energia elétrica instalada para o primeiro ano do período anterior e do valor a longo prazo do consumo tecnológico (perdas) de eletricidade nos anos seguinte a i - j;

$ЦП_{i-j}$ = Preço médio ponderado de aquisição de energia elétrica, a fim de compensar a perda de redes de energia elétrica, tomadas em consideração na fixação das tarifas no ano i - j.

Também é procedido um ajuste nas receitas brutas requeridas (RBR) em função do desempenho real dos parâmetros de controle no ano anterior, representando uma compensação pela perda / aumento de receitas, resultante da diferença entre o preço de compra real de energia elétrica para a cobertura das perdas e o preço estabelecido no âmbito da aprovação das tarifas para o próximo período de regulação dos preços de perdas, no processo de compra eletricidade.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

A qualidade de serviço é tratada como um termo da equação da receita bruta requerida ajustada, podendo ser um termo redutor ou elevador dessa receita. Seu cálculo é realizado através da seguinte formulação:

$$КНК_i = К_{об_i} \cdot П_{кор_i}$$

Onde:

KHK_i = Coeficiente redutor (elevador) de ajuste da receita bruta requerida, relativa à confiabilidade e qualidade dos produtos (serviços) produzidos (vendidas) no ano i;

$K_{об_i}$ = Indicador geral da confiabilidade e qualidade dos serviços prestados no ano i, utilizados na execução do ajuste de preços (tarifas), estabelecido para a regulação a longo prazo e relacionado com o desvio dos valores reais da confiabilidade e qualidade dos serviços do plano (índice composto);

$П_{кор}$ = Percentual máximo de correção

Para 2011 = 0,5%

Para 2012 = 1,0%

A partir de 2013 = 2,0%

24 ÍNDIA

24.1 Estrutura do Setor Elétrico

Organização do Setor

Para entender o atual setor elétrico indiano, é necessário retornar às condições dos primeiros anos de independência do país, após 1947. A geração elétrica na Índia sempre foi baseada em recursos térmicos e hídricos. No entanto, no início da emancipação, companhias privadas eram as verdadeiras responsáveis pela geração e distribuição de energia. A energia elétrica estava restrita a regiões urbanas e ausente nos campos e vilarejos – que concentravam a imensa maioria da população.

Nos anos de 1950, o setor elétrico recebeu atenção especial do governo, chegando a contribuir por 18-20% de todos os desembolsos estatais[430]. Naqueles primeiros anos, o consumo per capita de energia elétrica era de somente 15 kWh/ano. Em dezembro de 1950, 37% da capacidade instalada pertenciam ao setor público e os 63% restantes ao setor privado[431]. Em 2012, o setor público respondia por 71,9% da capacidade, frente aos 29,1% do setor privado[432]. O governo passou a participar mais ativamente do setor elétrico por meio da Resolução de Política Industrial de 1956, que previa geração, transmissão e distribuição de energia quase que exclusivamente estatais. Essa resolução e anteriormente o Ato de Eletricidade de 1948 – que permitiu a criação de Agências Estaduais de Eletricidade (*State Electricity Boards* ou SEBs) –, tornaram o governo o verdadeiro responsável pela eletricidade no país. Através do Ato de 1948 a *Central Electricity Authority* foi criada para planejar a expansão da matriz. Além disso, a Constituição indiana precisava que "eletricidade" era uma matéria de competência conjunta do Governo Central e dos estados.

No ano de 1991, seguindo o exemplo de outros países, a Índia anunciou uma política de liberalização do setor elétrico para uma maior participação privada[433]. No mesmo ano, o Ato de 1948 foi emendado para garantir a criação de companhias privadas de geração. Houve esforços no sentido de melhorar o ambiente financeiro para particulares a fim de que os retornos de investimentos em instalações elétricas fossem mais atrativos. O Ato da Comissão Regulatória de Eletricidade (1998) criou órgãos de regulação tarifária – por exemplo, a *Central Electricity Regulatory Commission (CERC)* – e admitiu a transmissão como uma atividade separada para atrair investimentos tanto públicos como privados. A participação do setor privado na área de transmissão estaria restrita à construção e manutenção das linhas sob a supervisão e operação de

[430] History of Indian Power Sector (2012) Indian Power Sector.
[431] History of Indian Power Sector (2012) Indian Power Sector.
[432] Overview (2012) Indian Power Sector.
[433] History of Indian Power Sector (2012) Indian Power Sector.

companhias estatais de transmissão (STU). Odisha[434], um dos estados mais pobres da Índia, era conhecido por ter o pior SEB do país[435] foi, em 1996, o primeiro estado a reestruturar-se, privatizando seu setor energético. Dessa forma, separou seu SEB em companhias privadas para cada etapa da cadeia: geração, transmissão e distribuição.

No contexto nacional, as respostas dos agentes privados às iniciativas do governo indiano foram positivas inicialmente. No entanto, muitos projetos encontraram entraves significativos na finalização de acordos de compra de eletricidade, na transparência de mercado e nos contratos para fornecimento de combustíveis. Alguns credores privados relutaram em financiar grandes projetos independentes de energia e vender eletricidade a um comprador monopolista como um SEB. Havia ainda incertezas relacionadas aos acordos de fornecimento de combustíveis, sobretudo pela dificuldade em negociar com os fornecedores públicos.

Apesar das reformas dos anos de 1990, as companhias estatais continuaram a apresentar baixa eficiência comercial[436]. Em 2001/2002, as perdas comerciais do setor representaram 1,5% do PIB. Os índices operacionais deterioravam-se à medida que o aumento da demanda excedia o crescimento da capacidade instalada.

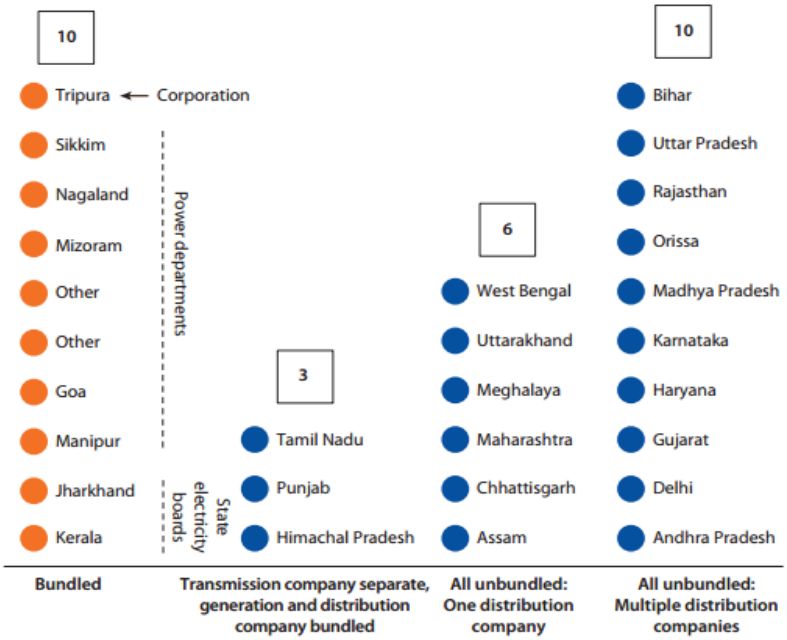
Para não ferir a solvência de empresas energéticas, o governo lançou o *Ato de Eletricidade de 2003*, que constituiu um verdadeiro marco no setor. Através dele:

a) Separação das agências estaduais de eletricidade*:* a geração, a transmissão, a distribuição e o despacho deveriam ser operados independentemente;
b) Licenciamento de geração*:* o requerimento de licença à *Central Electricity Authority* para construir e operar plantas elétricas foi revogado (exceto para projetos hidrelétricos com alto investimento), tornando mais simples que qualquer companhia entrasse no mercado;
c) Permissão de amplo acesso*:* as *State Energy Regulatory Commissions (SERCs)* são obrigadas a fornecer notificação de acesso não discriminatório às redes, o que permite a venda de eletricidade diretamente aos grandes consumidores fora de acordos de compra com as distribuidoras, ou seja, através de acertos de transações em contratos bilaterais;
d) Introdução da comercialização de energia elétrica*:* foram especificadas regulações para permitir a comercialização de eletricidade. Os SERCs são responsáveis por estabelecer licenças à comercialização intra-estatal (em um determinado ponto do território indiano), enquanto a CERC é responsável pelas licenças interestaduais (intercâmbio entre Maharashtra e Rajastão, por exemplo).

[434] Conhecido também pelo antigo nome, Orissa.
[435] More Power to India: The Challenge of Electricity Distribution (2014) World Bank.
[436] More Power to India: The Challenge of Electricity Distribution (2014) World Bank.

Dentre outras iniciativas notáveis tomadas pelo Ato de 2003 está ainda a forte ênfase na concorrência, a adoção de um esquema tarifário multi-anual e a promoção de eletrificação rural e energias renováveis[437]. A Figura 92 ilustra a estrutura do setor elétrico para cada estado na Índia em 2013. Existem contrastes significativos entre as realidades locais.

Figura 92 – Estrutura do setor elétrico para cada estado na Índia: 2013



Fonte: Pargal & Mayer 2013 (Banco Mundial 2014)

O sistema elétrico na Índia tem uma organização bastante heterogenea havendo, em um extremo, estados com divisão entre as geração, transmissão, distribuição e comercialização, como o Rajastão e Delhi e, no outro extremo, estados onde as empresas de energia ainda estão verticalizadas, como se verifica por exemplo em Kerala ou em Manipur.

A geração, nos estados em que ela é uma atividade separada, é composta por empresas públicas (*Public Sector Undertaking* ou PSU) e centrais geradoras de propriedade privada. A maior empresa elétrica da Índia é a *National Thermal Power Corporation (NTPC)*, de propriedade do governo e dedicada à geração térmica. O intuito da entidade é aumentar sua capacidade de geração para 128GW até 2032[438]. Além da NTPC, a Índia conta com outras PSUs elétricas: NHPC (*National Hydroelectric Power Company*) e NPCIL (*Nuclear Power Corporation of India Limited*). A presença do setor público na geração é grande, embora tenha caído com o passar dos anos.

[437] More Power to India: The Challenge of Electricity Distribution (2014) World Bank.
[438] NTPC (2009) About us.

A transmissão é principalmente de responsabilidade do governo Central, através da PCGIL (*Power Grid Corporation of India Limited*), operadora das redes de transmissão. Para facilitar o processo de administração das linhas em um país extenso e com contrastes regionais relevantes que nem a Índia, o território foi dividido em cinco regiões: Norte, Nordeste, Sul, Leste e Oeste. A PGCIL transmite cerca de metade da geração total na Índia e busca integrar diferentes regiões com o sincronismo de redes para a utilização ótima dos recursos, dos geradores aos centros de carga. Além da PGCIL, há os Centros Estaduais de Despacho de Carga (SLDC), que respondem pelo restante da carga, exclusivamente em seus estados.

A distribuição é gerida por várias empresas de distribuição (DISCOMS) e agências estaduais de eletricidade (SEBs). O Ministry of Power lista 41 DISCOMS na Índia. Alguns estados só possuem uma (Meghalaya, Assam); outros, cinco (Uttar Pradesh, Karnataka). Os sistemas de distribuição foram privatizados em Délhi e em Odisha[439]. As distribuidoras atuam também como comercializadoras, pois não há a opção, para um cliente residencial, de escolher seu fornecedor em um mercado varejista. Entretanto, no país, de forma geral, os consumidores residenciais são uma demanda cativa. Já os clientes com demanda elétrica acima de 1 MW podem comprar energia bilateralmente, conforme mostraremos mais abaixo.

Marco Institucional

Na Índia, além de entidade privadas, existem instituições que foram criadas para garantir um bom funcionamento do setor elétrico:

a) *Ministry of Power*[440] tem por objetivo planejar e formular a política energética, estudar esquemas para decisões de investimento, monitorar a implementação dos projetos elétricos, capacitar e desenvolver a mão-de-obra do setor, bem como administrar e promulgar legislações referentes às térmicas, hidrelétricas, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
b) *Central Electricity Authority (CEA)*[441] é a responsável por aconselhar o governo em tomadas de decisões das políticas energéticas e está completamente ligada ao *Ministry of Power*. A missão da CEA é integrar a coordenação técnica e a supervisão de programas do ministério. Para isso, prepara o Plano Nacional de Eletricidade que deve estar em conformidade com a Política Nacional de Eletricidade previamente definida. Esses planos são fundamentais para a expansão da matriz;

[439] Power Distribution reforms in Delhi (2010) IDFC.
[440] About Ministry (2004) Ministry of Power.
[441] Central Electricity Authority (2014) Ministry of Power.

c) *Power Grid Corporation (PGCIL)* é a única transmissora central do país. Responde pela operação e transporte de eletricidade em alta tensão e pertence ao governo da Índia. Embora tenha um papel importante na integração interregional, existem outras operadoras de rede na Índia, conforme já antecipado;

d) Indian Energy Exchange (IEX)[442] é uma das plataformas de comercialização de energia elétrica. Atualmente, cerca de 3.000 participantes em 29 estados, mais de 800 geradores privados e 2.800 consumidores de livre acesso participam da IEX, que fornece um meio para intercâmbio de energia física e transações entre os agentes do setor. Tem por missão operar o mercado elétrico com transparência, concorrência e garantindo a confiança das liquidações;

e) Power Exchange India (PXIL)[443] foi a primeira plataforma de comercialização de eletricidade na Índia, iniciando sua operação em 2008. Assim como a IEX, também congrega geradores e consumidores livres para acordarem o preço da eletricidade;

f) Central Electricity Regulatory Commission (CERC) tem a missão de promover a competição, eficiência e economia nos mercados elétricos, aumentando a qualidade de fornecimento, promovendo investimentos e advertindo o governo quanto aos entraves institucionais do setor. A entidade é a reguladora das tarifas de geração das empresas operadas e controladas pelo Governo Central. Além disso, regula a transmissão interestadual no país, estabelecendo tarifas específicas. A CERC fornece licenças para atuação na rede de transmissão e torna-se árbitra em disputas litigiosas envolvendo geradores ou licenciados de transmissão;

g) State Electricity Regulatory Commissions (SERC)[444] existem para cada um dos estados indianos. Têm a responsabilidade de regular a tarifa final dos consumidores cativos de seus territórios respectivos, determinar a tarifa de uso de ativos de transmissão, regular os monopólios naturais e prezar pela eficiência e competição no setor elétrico para seguir as diretrizes da CERC.

h) *Ministry of New and Renewable Energy (MNRE)*[445] é o corpo do governo responsável por todas as questões que envolvam energia nova ou renovável. O principal objetivo da entidade é desenvolver a participação das renováveis na matriz elétrica a fim de complementar as necessidades energéticas da Índia.

i) Forum of Regulators (FOR) foi constituída em 16 de fevereiro, 2005 sob a seção 166 (2) da lei da electricidade de 2003. O Fórum é composto pelo Presidente da Comissão Central de Energia Elétrica (CERC) e pelos

[442] IEX India (2013) About us Overview.
[443] PXIL (2014) About us.
[444] DERC (2014) Functions DERC.
[445] MNRE (2014) Introduction.

Presidentes das Comissões Reguladoras Estaduais de Eletricidade (SERCs). O presidente do CERC é o Presidente do Fórum. As funções do Fórum dos Reguladores são: Análises de ordens de tarifas e outras ordens das Comissões Centrais e Estaduais e compilação de dados decorrentes dos referidos despachos, destacando, em especial as melhorias da eficiência dos serviços públicos; Harmonização da regulamentação no Setor de Energia; Estabelecimento de padrões de desempenho dos licenciados conforme exigido nos termos da Lei; Partilha de informações entre os membros do Fórum sobre várias questões de interesse comum e também de abordagem comum; Trabalhos de pesquisa in-house ou através de terceirização em questões relevantes para a regulamentação do setor de energia; Evolução de medidas para proteção dos interesses dos consumidores e promoção da eficiência, economia e da concorrência no setor de energia; e demais funções que o Governo Central pode cedê-lo.

Na Índia, há um mercado varejista e um mercado atacadista. No varejo, os clientes residenciais integram um mercado regulado e são, portanto cativos das distribuidoras. Já os usuários com demanda contratada acima de 1mw podem comprar energia diretamente no mercado livre e firmar contratos bilaterais com geradoras em alguma das plataformas de comercialização existentes.

24.2 Modelo Tarifário[446] [447]

As tarifas são estabelecidas pela *Central Electricity Regulatory Commission (CERC)* e pelas *State Electricity Regulatory Commissions (SERCS)*, de responsabilidade de cada estado nacional. As tarifas são muito variáveis por região e município[448] e levam em conta os custos com geração, transmissão e distribuição para a formulação do preço final da eletricidade. As companhias de distribuição instituíram categorias tarifárias de consumidores. De forma abrangente, as categorias são:

a) Residenciais de baixa tensão: para a maior parte dos consumidores residenciais;
b) Residenciais de alta tensão: fornecimento elétrico para condomínios residenciais;
c) Comerciais de baixa tensão: para pequenos negócios e escritórios;
d) Comerciais de alta tensão: negócios e agências de grande porte;
e) Industriais de baixa tensão: para pequenas unidades manufatureiras;
f) Industriais de alta tensão: voltadas para indústrias pesadas e grandes consumidores.

[446] Ministry of Power (2006). Tariff Policy.
[447] Forum of Regulators (2015). Annual Reports.
[448] Think BRIC! India (2009) KPMG.

As tarifas elétricas na Índia possuem três componentes principais[449] [450]:

a) *Custo de compra da energia*: incorpora os custos de geração e os custos de transmissão. Esse componente responde por 80% do preço final para a cidade de Delhi;
b) *Custo de operação e manutenção*: considera os custos das distribuidoras em reparação, manutenção do sistema, administração e com pessoal. Contabiliza 10% do preço aos consumidores finais na mesma cidade;
c) *Custos financeiros*: engloba a depreciação dos ativos das distribuidoras, a taxa de juros e impostos estabelecidos pelo governo. Esses custos perfazem os restantes 10%.

Dessa forma, o custo das distribuidoras em Délhi é uma pequena fração do custo final. Já em Mumbai, os custos com distribuição respondiam por 15,6% do preço da energia final em 2009[451].

24.3 Mecanismo de Formação de Tarifa[452] [453] [454]

A Lei de Eletricidade 2003 autoriza o Governo Central a formular a política tarifária (*Tariff Policy*) e a Política Nacional de Energia Elétrica, esta lei exige também que a *Central Electricity Regulatory Commission* (CERC) e as *State Electricity Regulatory Commissions* (SERCs) devem ser guiadas pela política tarifária no exercício das suas funções.

Segundo a Política Tarifária Nacional, as Comissões devem determinar as tarifas com o princípio de *multi-year tariff* (MYT), adotado para todas as tarifas a partir de janeiro de 2006. Este quadro deve caracterizar um período de controle de cinco anos, no entanto, este período pode ser reduzido para três anos, para a transmissão e distribuição, se for considerado necessário pela Comissão Reguladora por conta de incertezas em dados e outras considerações práticas.

[449] As participações (%) no custo final de cada componente referem-se a Délhi.
[450] BSES (2013) What determines electric tariff: a perspective.
[451] Mumbai Power Scenario (2010) Facts RINFRA.
[452] Ministry of Power. Tariff Policy. Índia, 2006. 26p.
Aggarwal, Veena. The Energy and Resources Institute, TERI. Electricity Governance in India: Regulatory Governance of Maharashtra Power Sector. Working Paper No. 21. Índia, 2014.
Forum of Regulators. Annual Reports. Disponível em: http://www.forumofregulators.gov.in/Annual_Reports.aspx.
Forum of Regulators. Model Regulations for Multi Year Distribution Tariff. Nova Deli, 2011.
Forum of Regulators. Model standard of performance regulations for distribution licensees. Índia, 2009.
[453] Forum of Regulators (2011). Model Regulations for Multi Year Distribution Tariff.
[454] Forum of Regulators (2009). Model standard of performance regulations for distribution licensees.

No Fórum dos Reguladores, no documento "*Model Regulations for Multi Year Distribution Tariff*", é possível verificar o modelo Regulatório que as Comissões Estaduais devem seguir para as formações das tarifas.

Custos Operacionais

As Comissões Estaduais devem estipular trajetórias distintas para cada um dos componentes das despesas de O&M: Custos de empregados, Despesas com Reparos e Manutenções (R&M) e Despesas Administrativas e Gerais (A&G). As normas para cálculo das componentes podem ser especificadas para um distribuidor ou para grupos de distribuidores de um mesmo estado.

Na definição dos custos de um distribuidor (licenciado), as Comissões Estaduais avaliam os parâmetros de desempenho de outros licenciados do mesmo Estado ou em outros Estados, considerando empresas com perfil semelhante em termos de consumo, tipo de área de licença (cidade, estado, etc.) e tipo de redes de distribuição.

a) Custo de empregado

É computado conforme norma aprovada pela Comissão Estadual, atualizado pelo Índice de Preços do Consumidor e ajustados por provisões fora do Controle do Distribuidor e despesas esperadas uma vez (tais como a recuperação/adaptação de benefícios terminais, implicações da comissão de remuneração, atraso e medidas provisórias), é obtida pela seguinte fórmula:

$$EMP_n = (EMP_b x\ inflação\ CPI) + Provisões$$

Onde:

EMP_n = Despesa do empregado para o ano n

EMP_b = Despesa do empregado de acordo com a norma da Comissão Estadual

Inflação CPI: é o aumento médio no Índice de Preços ao Consumidor (CPI) para imediatamente três anos precedentes

Provisões: Provisão para despesas fora do controle do Licenciado Distribuição e despesas esperadas uma vez, conforme especificado acima.

b) Despesas com Reparos e Manutenções

Deve ser calculado como percentual (de acordo com a norma definida) de Abertura de Imobilizado Bruto para o ano regido, pela seguinte fórmula:

$$R\&M_n = K_b * GFA_n$$

Onde:

$R\&M_n$ = Despesas de Reparos e Manutenções para o ano n

K_b = Ponto percentual, conforme a norma da Comissão Estadual

GFA_n: Abertura de Imobilizado Bruto para o ano n

c) Despesas Administrativas e Gerais

As despesas de A&G são calculadas de acordo com a norma, atualizada pelo índice de Preços por Atacado (WPI) e ajustados por provisões para iniciativas confirmadas (iniciativas propostas pelo Licenciado de Distribuição e validada pela Comissão) ou outras despesas esperadas uma vez. Calculada da seguinte forma:

$$A\&G_n = (A\&G_b * inflação\ WPI) + Provisões$$

Onde:

$A\&G_n$ = Despesa de A&G para o ano n

$A\&G_b$ = Despesa de A&G de acordo com a norma da Comissão Estadual

Inflação WPI: é o aumento médio no Índice WPI de Preços por Atacado para imediatamente três anos precedentes

Provisões: Custo para iniciativas ou outras despesas de uma só vez, proposto pelo Licenciado de Distribuição e validado pela Comissão.

Investimentos – Tratamento e Remuneração

Investimentos

a) O CAPEX (investimento) é considerado de forma racional (*scheme wise basis*).

b) Para investimentos acima de 10 Crore[455] INR (Rupia indiana) o Licenciado de Distribuição deve ter a aprovação prévia da Comissão Estadual.

[455] É uma unidade no sistema de numeração indiano igual a dez milhões.

c) O Licenciado de Distribuição deve apresentar documentos comprobatórios detalhados, buscando a aprovação da Comissão. Os documentos comprobatórios devem incluir, mas não se limitando, finalidade de investimento, estrutura de capital, programação de capitalização, plano de financiamento e análise de custo-benefício.

d) A aprovação do Custo de Capital, para o ano seguinte, deve estar de acordo com o crescimento da carga, extensão do sistema, eletrificação rural, redução de perdas de distribuição ou melhoria de qualidade, tal como proposto em documentos comprobatórios do Licenciado de Distribuição.

e) A Comissão Estadual pode proceder a uma análise detalhada das obras atuais, comparadas com as obras aprovadas na Ordem Tarifária anterior, enquanto aprova os investimentos para o próximo ano.

f) Em caso de investimento para trabalhos de emergência, o licenciado deve apresentar um pedido, com as informações relevantes juntamente com as razões que justifiquem a natureza emergencial do trabalho, para uma aprovação, após a realização do mesmo, pela Comissão Estadual.

g) Nos casos em que o custo de capital estiver abaixo de 10 Crore INR (Rupia indiana), o Licenciado de Distribuição assegurará a execução do plano com notificação simultânea à Comissão Estadual com todos os documentos justificativos.

h) Contribuição de consumidores para custo de ativos de capital deve ser tratada como recepção de capital e creditado no passivo circulante até ser transferida para uma conta específica do comissionamento dos ativos.

i) Um montante equivalente ao custo de depreciação desses ativos para o ano deve ser aplicado a partir desta conta como receita para o lucro e perda ao longo da vida útil do bem.

Tratamento da Depreciação

a) A depreciação deve ser calculada para cada ano do período de controle sobre o custo original dos ativos fixos do ano correspondente.

b) A depreciação não será permitida em ativos financiados por subsídios de capital, contribuições de consumidores ou subvenções.

c) A depreciação deve ser calculada anualmente com base na taxa e cronograma a ser especificado pela Comissão Estadual.

d) O valor residual dos ativos deve ser considerado como 10% e a depreciação a um máximo de 90% do custo original do ativo.

e) A depreciação deve ser cobrada a partir do primeiro ano de operação do ativo.

f) A provisão da substituição dos ativos será feita no Plano de Investimento de Capital.

Tratamento de Ativos Regulatórios

a) Ativos regulatórios não devem ser criados contra custo/perda incorrida no curso normal dos negócios.

   Desde que, em tal caso, acordo de financiamento ou reestruturação de capital serão destacados para cobrir a diferença.

b) O cronograma de amortização correspondente ao ativo regulatório será preparado e colocado em efeito, juntamente com a criação do ativo regulatório.

c) O custo contábil do ativo regulatório deve estar em consonância com a taxa de adiantamento do Banco do Estado[456] (SBAR) para o mandato para o qual ativo regulatório foi criado.

d) Não pode existir um gap para retificar as contas do Licenciado de Distribuição para prevenir a necessidade de criação do ativo regulatório.

Taxa de retorno

Segundo o documento da Política Nacional Tarifária, a Comissão Central teria de notificar, de tempos em tempos, a taxa de retorno sobre o patrimônio líquido para os projetos de geração e transmissão tendo em vista a avaliação do risco global e o custo prevalente de capital que deve ser seguido pelo SERCs também. A taxa de retorno notificada pelo CERC, para transmissão, pode ser aprovada pelas Comissões Reguladoras Estado de Energia Elétrica (SERC), e para distribuição, com modificação adequada, tendo em vista os riscos mais elevados envolvidos. A abordagem ideal é que haja um Consenso no Fórum dos Reguladores.

Tratamento Regulatório das Perdas

No Fórum dos Reguladores, no documento "*Model Regulations for Multi Year Distribution Tariff*" há tratamentos para fatores controláveis e incontroláveis da Distribuidora.

As perdas são consideradas controláveis, com as seguintes denominações:

- Variação de Perdas Técnicas e Comerciais (AT e C) a qual é medida como a diferença da entrada de unidades no Sistema de Distribuição e as unidades realizadas (unidades faturadas e cobradas). As unidades realizadas são calculadas pelo produto unidades faturadas e eficiência de cobrança (onde a eficiência de cobrança deve ser medida como

[456] The State Bank Advance Rate (SBAR)

proporção da receita total realizada sobre a receita total faturada no mesmo ano).

- Perdas na distribuição, que deve ser medida como a diferença entre o total de entrada de energia de venda a todos os seus consumidores e a soma da energia total faturada em sua área de licença no mesmo ano;

Os mecanismos de partilha de ganhos ou perdas destes fatores controláveis são:

- O ganho total aprovado de Perdas Técnicas e Comerciais (AT e C) para o Licenciado de Distribuição deve ser tratado da seguinte forma:

  - Um terço do montante de tal ganho deve ser repassado a título de desconto na tarifa, ao longo do período estipulado pela Comissão Estadual;

  - Valor do saldo, que será equivalente a dois terços desse ganho, pode ser utilizado a critério do titular da licença de Distribuição.

- A perda total aprovada de Perdas Técnicas e Comerciais (AT e C) para o Licenciado de Distribuição deve ser tratada da seguinte forma:

  - Dois terços do montante dessa perda podem ser transmitidos e cobrados na tarifa ao longo período que pode ser estipulado pela Comissão Estadual;

  - O valor do saldo da perda deve ser absorvido pelo Licenciado de Distribuição.

A Comissão Reguladora Estadual é a responsável por aprovar metas de redução de perdas para as Distribuidoras.

Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço

Há um documento do Fórum dos Reguladores, cujo objetivo é o estabelecimento de medidas para medir o desempenho dos Licenciados de Distribuição, *"Model standard of performance regulations for distribution licensees"*.

No anexo I deste documento são especificados os padrões mínimos de qualidade de serviço que os licenciados de distribuição devem seguir. Além disto, no Anexo III são dispostos os mecanismos de compensação, caso o distribuidor não cumpra com os padrões os consumidores afetados devem ser recompensados. O Anexo II dispõe dos padrões globais de fornecimento que o distribuidor deve atingir.

Indicadores de Desempenho específicos

a) Operação do Call Center

b) Restauração do fornecimento

c) Qualidade do fornecimento

d) Reclamações de medição

e) Mudança de medidores/ serviços de linhas

f) Novas conexões/ cargas adicionais

g) Transferência de propriedade/ mudança de categoria

h) Fornecimento temporário de energia

i) Reclamações de contas de consumo

j) Desconexão do fornecimento

k) Religação de fornecimento na sequência de desconexão devido ao não pagamento de contas

Indicadores Globais

a) Fusível Off (98% conforme o padrão)

b) Avarias na linha aérea/cabos (95% conforme o padrão)

c) Avarias em cabos subterrâneos (95% conforme o padrão)

d) Falhas no transformador de distribuição (95% conforme o padrão)

e) Religação devido ao não pagamento de contas (95% conforme o padrão)

f) Período de interrupções programas (95% conforme o padrão)

g) Mudança de medidores/ linhas de serviço (95% conforme o padrão)

h) Novas ligações/ cargas adicionais (95% conforme o padrão)

i) Transferência de propriedade/ mudança de categoria (95% conforme o padrão)

j) Fornecimento temporário de energia (95% conforme o padrão)

k) Desconexão do fornecimento (95% conforme o padrão)

l) Medidores com Defeito (Licenciado deverá manter o percentual de medidores defeituosos sobre o total de medidores em serviço, a um valor não superior a 3%).

m) Erros de faturamento (Licenciado deverá manter o percentual de contas com queixas para o número total de contas emitidas, a um valor não maior do que 0,1%)

n) Falhas em Postes (95% conforme o padrão)

o) Cortes de Carga (Em caso de falta de energia, o licenciado deve apresentar o plano de corte de carga para a Comissão e obtê-lo aprovado.

Licenciado deverá publicar o mesmo no jornal, com pelo menos, 48 horas de antecedência).

p) Índices de Confiabilidade

Os índices de confiabilidade devem ser calculados pelo licenciado separadamente por área urbana, rural e agrícola.

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n}(Ai\ x\ Ni)}{Nt}$$

System Average Interruption Duration Index (SAIDI):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n}(Bi\ x\ Ni)}{Nt}$$

Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI)

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n}(Ci\ x\ Ni)}{Nt}$$

Onde:

Ai = Número total de interrupções sofridas (acima de 5 minutos) do i-ésimo alimentador para o mês.

Bi = Duração total de interrupções sofridas (acima de 5 minutos) do i-ésimo alimentador para o mês.

Ci = Número total de interrupções momentâneas (abaixo de 5 minutos) do i-ésimo alimentador para o mês.

Ni = Cargas conectadas no i-ésimo alimentador afetado devido a cada interrupção.

Nt = Cargas conectadas em 11 kV na área de fornecimento do licenciado

n = Número de alimentadores de 11 kV na área de fornecimento do licenciado (excluindo alimentadores agrícolas).

Compensações

O sistema de compensações é estabelecido por usuário afetado individualmente e para mais de 1 usuário afetado, os valores compensatórios são discriminados

por indicador e encontraram-se no Anexo 3 do documento *"Model standard of performance regulations for distribution licensees"* do Fórum dos Reguladores.

25 CONCLUSÕES

Neste relatório foi apresentado o contexto da regulação da distribuição de energia elétrica de 25 países da Europa, América Latina e do Norte, além de países da África e Ásia. O foco principal do estudo foi observar as técnicas e procedimentos utilizados na determinação do componente de distribuição da tarifa final de energia elétrica cobrada dos consumidores. Em outras palavras, a regulação dos custos e tarifa associada às redes de distribuição foram o objeto principal de análise neste relatório.

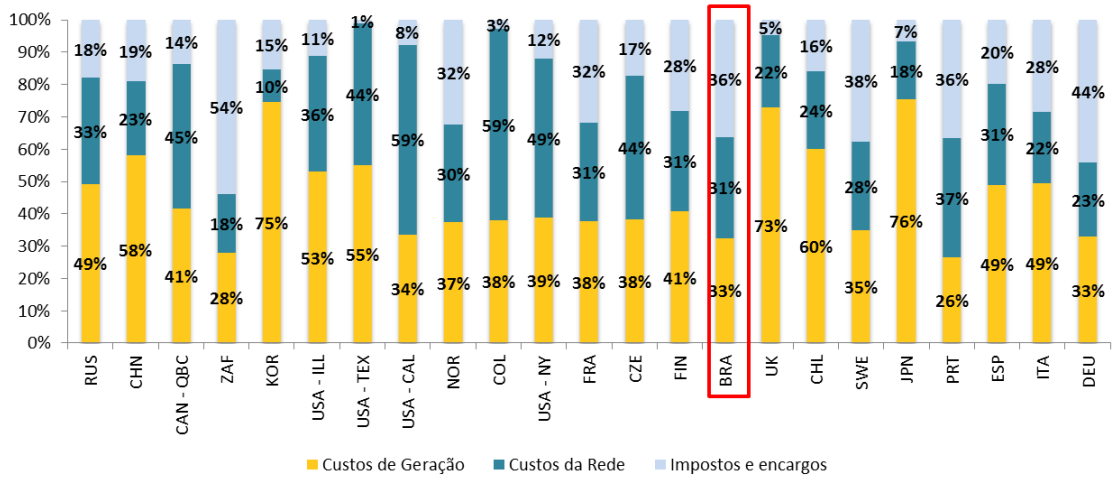
Para isso foi analisado o contexto regulatório de todos os países, observando questões mais amplas como o grau de desverticalizacao e liberalização do setor elétrico, e tópicos mais específicos, associados ao processo de formulação das componentes de distribuição da tarifa. Com relação aos tópicos mais específicos, foram identificados além do modelo tarifário atualmente aplicado nos referidos países, os procedimentos e técnicas utilizadas para determinação de componentes tarifários como custos operacionais, investimentos, perdas e qualidade de serviço, especificamente relacionados à distribuição.

Nesta conclusão são elencadas as principais observações extraídas do estudo e se tentará identificar se existe efetivamente alguma relação entre o tipo de prática regulatória empregada pelos países na distribuição, com o valor resultante das tarifas finais cobradas do consumidor, bem como o quanto essa regulação pode influenciar positiva ou negativamente as tarifas finais.

O primeiro aspecto a ser analisado é o grau de participação dos custos de rede na tarifa final praticada em cada um desses países. Essa análise inicial tem como objetivo identificar o quanto efetivamente os custos de rede podem influenciar o valor final das tarifas. É bastante claro que quanto maior o peso de uma componente dentro da tarifa, maior seu comportamento exercerá influência no valor total da mesma.

A Figura 93, apresenta o peso médio dos custos de geração, de rede, impostos e encargos para os 25 países cuja regulação foi apresentada. Com base nas informações contidas na Figura 93 pode-se concluir que, em média, os custos de rede (que incluem os custos de transmissao e distribuição) respondem por, aproximadamente, 33% da tarifa final cobrada de consumidores residenciais entre os anos de 2009 e 2013. Pode-se também identificar que para mais da metade dos países analisados, a participação dos custos de rede não ultrapassa os 38%. Existem casos extremos, como o da Colômbia e Estados Unidos (Nova York e California), onde esses custos atingem patamares de 49% a 60%, e também países como a Coreia do Sul, onde a participação dos custos da rede dentro do custo da tarifa é de somente 10%. No caso do Brasil, a participação média está em torno de 31%.

Figura 93: Peso médio dos componentes da tarifa residencial entre 2009 e 2013 em %



Da análise da figura observa-se que o fator com maior influência na tarifa é o custo da geração, tendendo os países que possuem maior disponibilidade energética hídrica, apresentarem custos de geração inferiores aos que possuem pouca disponibilidade energética e utilizam majoritariamente a geração térmica. Outro fator que influência os custos de geração são a introdução de fontes intermitentes de energia (renovável), como geração solar e eólica. A introdução de tais fontes energéticas na geração, em países com matriz essencialmente térmica, tende a encarecer os custos de geração.

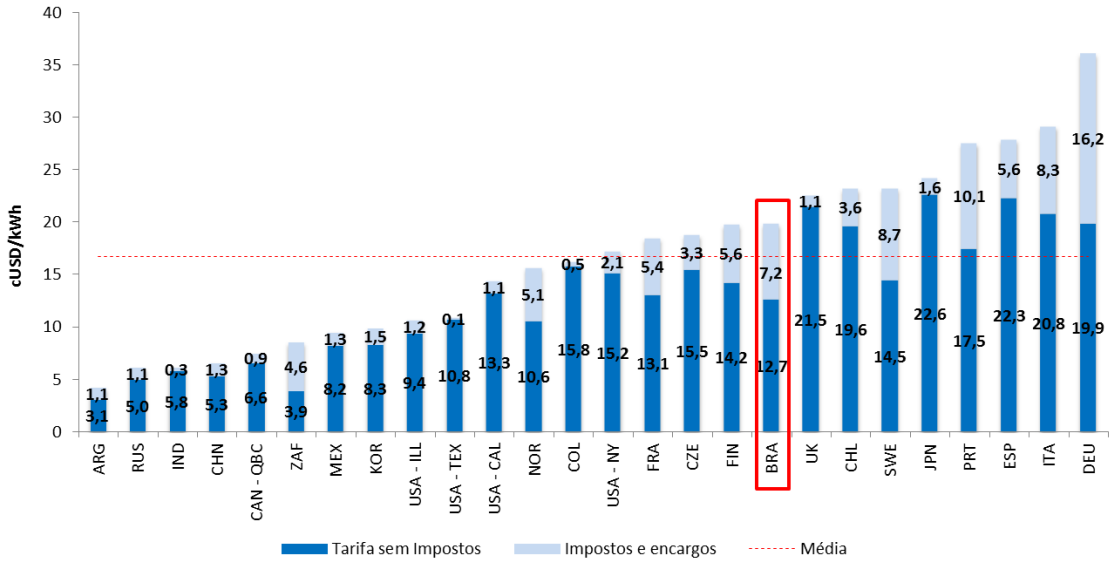
Sobre esse ponto, observa-se que apesar de existir uma influência na tarifa final cobrada associada ao custo da rede, em geral, a influência dos custos de geração tendem a ser efetivamente superiores, e podem, dependendo da situação apresentada, neutralizar efeitos positivos oriundos de uma redução dos custos de rede. Em média, os custos de geração correspondem a 46% da tarifa final.

Outro ponto que chama atenção é a participação dos impostos e encargos nas tarifas praticados no Brasil. O valor de 36% é o 4º maior dentre os países estudados, ficando atrás apenas de África do Sul, Alemanha e Suécia.

Antes de dar início à análise em si da relação entre questões regulatórias da distribuição e a tarifa final cobrada pelo serviço de energia elétrica, é interessante também efetuar mais duas análises em um contexto mais geral. Na primeira delas, é apresentado o ranking das tarifas finais médias da classe residencial, onde se pode identificar quais países possuem as tarifas mais caras e os que possuem as tarifas mais baratas. Na segunda análise se faz um estudo análogo ao da primeira análise, só que somente considerando o ranking os custos da rede.

Com base no Figura 94 pode-se observar que as tarifas residências médias mais caras são as praticadas por Alemanha, Itália, Espanha e Portugal, enquanto as mais baratas são as praticadas por Argentina, Rússia, Índia, China e Quebec.

Figura 94: Tarifa residencial final média 2009-2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013[457]



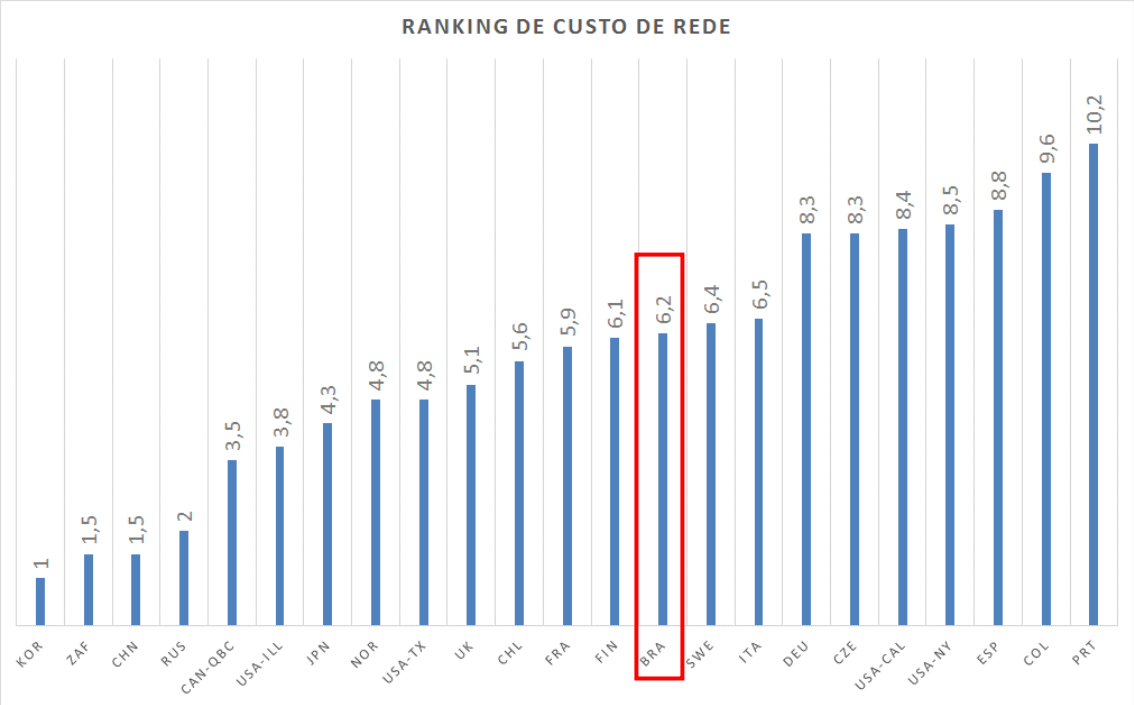
A Figura 95 apresenta somente o ranking do custo da rede contido na tarifa residencial média. Sob esta perspectiva, Portugal assume a liderança como o país com o custo de rede mais caro, seguido de Colombia e Espanha. Já os países com o custo de rede mais baratos seguem sendo Coreia do Sul, Africa do Sul, China, Russia e Quebec. Ou seja, nessa segunda análise, onde somente foram considerados custos da rede, Itália e Alemanha, que figuravam entre os países com tarifa média residencial mais alta, perderam alguns postos no ranking. É importante enfatizar que o custo de rede inclui, não somente o custo das linhas de distribuição, mas também os associados às linhas de transmissão. Tanto a primeira análise, mas essencialmente a segunda análise servirá de base para o desenvolvimento de análise conjunta dos seguintes temas:

- Tipo de Regulação Aplicada
- Estrutura do Setor: verticalizada ou desverticalizada
- Nivel de Liberalização do Mercado Varejista
- Aplicação de Medidas de Incentivo
    - Custos Operacionais

[457] Com o limite dos dados disponíveis nas diferentes bases, a média das tarifas da África do Sul, do Chile e da Coreia divulgadas neste gráfico não inclui as tarifas de 2013.

- Perdas
- Qualidade de Serviço

Figura 95: Custo da Rede da Tarifa residencial final média 2009-2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013



Tendo apresentado as análises de caráter mais geral, passa-se à investigação mais detalhada dos pontos listados acima, como forma de identificar como a organização do setor, marco institucional, modelo tarifário e mecanismos de formação das tarifas influenciam nos valores e diferenças entre as tarifas dos países estudados.

A análise se inicia com uma visão geral da estrutura do setor, identificando os países que possuem o setor elétrico desverticalizado e os que não são desverticalizados. Ainda tratando da estrutura do setor, surge o questionamento a respeito do quão efetiva é a liberalização da comercialização dentro do contexto de modicidade tarifária. Em todos os casos o processo de liberalização resulta em uma maior competição no setor? Ou os antigos monopolistas mantém controle sobre a atividade mesmo com a abertura?

Concluída as análises associadas à estrutura do setor, parte-se para uma segunda etapa da conclusão, onde os países são agrupados de acordo com o tipo de regulação aplicada, bem como as perspectivas futuras em relação à regulação. Se faz um overview da evolução da regulação no mundo nos últimos 40 anos, e identifica possíveis tendências futuras.

A terceira e última parte da conclusão tem foco no estudo do incentivo a eficiência dentro da regulação da distribuição de energia elétrica, seja no tratamento de custos operacionais e investimentos, ou na aplicação de medidas de incentivo para a melhoria da qualidade de serviço e das perdas.

25.1 Estrutura do Setor: Verticalização versus Desverticalização e Abertura da Comercialização no Varejo

Antes de entrar nos temas mais centrais da regulação da distribuição de energia elétrica, é importante identificar como os países analisados no relatório estão posicionados com relação a questões de liberalização e de verticalização do setor.

Com relação à verticalização do setor elétrico, atualmente, boa parte dos países estudados possui uma estrutura do setor desverticalizada. No entanto, nem sempre foi assim. No processo inicial de formação da estrutura do setor elétrico, onde são exigidos grandes montantes de investimentos na expansão do setor, tanto na geração quanto na transmissão e distribuição, os países analisados possuíam estrutura totalmente verticalizada. A estruturação do setor de forma verticalizada, em uma situação de alta necessidade de investimentos e expansão, permite que sejam obtidos ganhos de escopo e de escala que justificam a manutenção da estrutura do setor com a referida configuração. No entanto, quando ultrapassada essa primeira fase, a tendência é que as atividades do setor sejam separadas (desverticalizadas), e se passe a perseguir outros objetivos, como a eficiência dos custos e aumento da competição no setor.

Observando a Figura 96 e a Figura 97 pode-se notar que 20 dos 25 países ou estados cuja regulação foi analisada no relatório possuem a estrutura do setor desverticalizada. Ou seja, as atividades de distribuição, transmissão, comercialização e geração são desenvolvidas separadamente. Dentre os 5 países ou estados que ainda possuem uma estrutura do setor verticalizada, três deles figuram entre os que possuem as tarifas residencais médias e custo da rede na tarifa residencial mais baratos (China, Africa do Sul e Coreia do Sul). Também é interessante enfatizar que os três países mencionados estão, ainda, em uma fase do desenvolvimento do setor onde grandes desafios de expansão da capacidade de geração e fornecimentos de energia elétrica lhes são impostos.

Figura 96: Países (Estados EUA) com Estrutura do Setor Verticalizada versus Desverticalizada

Desverticalizado	20
Verticalizado	5

Figura 97: Países com Estrutura do Setor Verticalizada versus Desverticalizada

Desverticalizado	Verticalizado
BRASIL	
Argentina	México
Colômbia	Coréia do Sul
Chile	África do Sul
Califórnia	Japão
Texas	China
Nova York	
Ilinois	
Quebec	
Rússia	
Índia	
Portugal	
Espanha	
França	
Itália	
República Tcheca	
Noruega	
Suécia	
Finlandia	
Alemanha	
Reino Unido	

Dos 20 países/estados que possuem o setor elétrico desverticalizado, nem todos possuem também a comercialização varejista liberalizada. Os países europeus analisados, em sua totalidade, liberalizaram a comercialização varejista, tendo esse processo iniciado com o Reino Unido e Noruega. No entanto, existem também países, como Portugal e Espanha, onde o processo de liberalização iniciou de forma tardia e motivado essencialmente por diretivas da União Europeia. Além dos países europeus, três estados americanos também possuem a comercialização varejista liberalizada. No entanto, grande parte dos estados americanos não liberalizaram a comercialização varejista.

Figura 98: Composição da Comercialização Varejista por Tipo

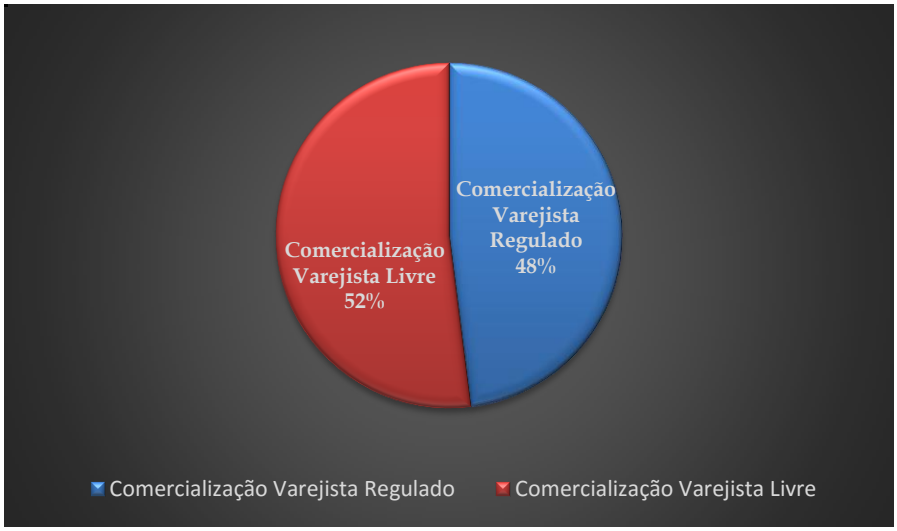


Figura 99: Países com Comercialização Varejista Regulada versus Comercialização Varejista Livre

Comercialização Varejista Regulado	Comercialização Varejista Livre
BRASIL	
Argentina	Texas
México	Nova York
Colômbia	Ilinois
Chile	Portugal
Califórnia	Espanha
Quebec	França
Coréia do Sul	Itália
África do Sul	República Tcheca
Rússia	Noruega
Índia	Suécia
Japão	Finlandia
China	Alemanha
	Reino Unido

Um ponto importante a ser mencionado em relação à liberalização é do fato de nem sempre ela ter como consequência preços mais competitivos no varejo. O não alcance de uma maior competitividade na comercialização varejista se dá nas situações onde se liberaliza o mercado varejista, mas não ocorre um aumento do número de players do setor e também em situações onde os consumidores, apesar de terem conhecimento a respeito das possibilidades de mudança de fornecedor, optam por se manter com o antigo monopolista.

A liberalização da comercialização na Europa pode ser dividida em três grupos: os países que foram pioneiros no processo, os que atenderam prontamente a diretiva da EU que impunha a liberalização do setor, e os países que o fizeram

tardiamente. Dentre os países que iniciaram o processo de liberalização tardia na Europa estão Portugal, Espanha, França, Itália e República Tcheca. Em todos os cinco países listados, o ex-monopolista ainda exerce um grande poder de mercado na comercialização, sendo um dos principais players do setor, e por isso, apesar de serem mercados liberalizados existe baixa competitividade na comercialização.

25.2 A Regulação da Distribuição de Energia Eletrica

Até a década de 80, não existia na regulação da distribuição de energia elétrica fortes preocupações com racionalização dos custos, busca constante por melhoria de eficiência e preocupações com a modicidade tarifária. Quase a totalidade dos países tinham estruturas do setor elétrico verticalizadas onde a tarifa final cobrada do consumidor era calculada com base na regulação por custo de serviço. Os custos dos serviços prestados pelas redes de distribuição eram, em sua maioria, transladados diretamente ao consumidor, como um *pass through*, sem que questões de alocação ótima de custos e produtividade fossem analisadas.

O Reino Unido foi pioneiro na transição da aplicação do custo de serviço tradicional para outro modelo regulatório, o *price cap*, onde foram inseridas questões como racionalização e melhor alocação dos custos, incentivos ao aumento da produtividade e da eficiência, além da preocupação com a modicidade tarifária dentro do modelo regulatório. Passados mais de 30 anos, grande parte dos países no mundo possuem hoje o setor elétrico desverticalizado, e também procuram fazer acompanhamento dos custos, cobram algum tipo de eficiência e adotam a premissa que os investimentos a serem relizados para o atendimento ao mercado consumidor devem ocorrer de forma prudente. Em outras palavras, o Reino Unido foi pioneiro em migrar para a adoção de um modelo regulatório cuja maior preocupação era a busca do aumento de eficiência e produtividade em detrimento de um modelo de custo de serviço (com repasse de custos era automático) e posteriormente todos os demais países seguiram a mesma tendência por ele sinalizada.

Atualmente se está iniciando um novo processo de ruptura onde os modelos regulatórios focados no aumento da produtividade e eficiência tendem a ser substituídos por modelos onde os *Outputs* (objetivos, resultados) são o foco. E novamente o Reino Unido desempenha papel central no processo, com a adoção do modelo RIIO[458] para a regulação dos setores de energia elétrica e gás. Enquanto, no início na década de 80 a alteração do modelo regulatório se deu essencialmente devido à busca por redução de custos e melhoria da eficiência e produtividade no setor elétrico, no caso da transição que vislumbramos

[458] RIIO: *Revenue=Incentives+Innovation+Outputs*

atualmente, o contexto e motivações são outros. O setor elétrico, não somente na Europa, mas no mundo como um todo, passa por um processo de mudança onde os desafios da introdução de novas tecnologias e conceitos de geração de energia, e do próprio conceito da rede precisam ser enfrentados com uma ótica de pensamento diferente da adotada nos modelos PBR[459]. Os desafios e investimentos necessários para lidar com a introdução da geração distribuída com fontes renováveis e a ampliação dos parques de geração com fontes renováveis, *smart grid* e *smart metering*, além das próprias metas de redução de emissões de poluentes e de aumento da eficiência energética, exigem esforços por parte dos países europeus, que não se encaixam de forma adequada na regulação por PBR. Tais desafios exigem grandes montantes de investimento de longa maturação, e por isso, o foco no alcance dos objetivos/resultados vislumbrados se torna o objeto central desse novo modelo. E mais uma vez o Reino Unido se coloca como país pioneiro, adotando de um modelo orientado aos produtos.

Isto posto segue-se o tratamento dos tipos de regulação aplicada nos países estudados. Para a realização dessa análise foram definidas classificação análoga ao estudo realizado pela Euroeletric, onde os modelos regulatórios são divididos em 5 tipos, como apresentados na Figura 100 abaixo.

[459] PBR: *Performance Base Regulation* (Regulação com Base em Performance)

Figura 100: Visão Geral da Classificação por Modelos Regulatórios

Visão Geral dos Modelos Regulatórios		
Modelo	Características Principais	Pontos Fortes e Fracos
RoR - Regulation	Regulação ex-post, ou seja, receita no ano t depende do custo no ano t-1	Considerado um modelo fraco sob o ponto de vista de redução de custos
	Receita depende do custo atual considerando uma taxa de retorno regulada	Incentivos para altos níveis de investimentos, dado que as receitas dependem do custo atual sem atraso
Revenue/Price Cap Regulation	Regulação ex-ante	Fortes incentivos para a redução de custos
	Descolamento dos custos das receitas ao longo do período regulatório: Distribuidoras recebem lucro extra por serem mais eficientes]	Mudança do tempo do CAPEX acarreta baixo investimento quando o investimento precisa aumentar
Yardstick Competition	Receitas permitidas dependem do desempenho médio da indústria	Desafio de comparação devido a existência de diferentes áreas de operação e estruturas
		Mudança do tempo do CAPEX acarreta baixo investimento quando o investimento precisa aumentar
Output Based Regulation	Receita não depende somente dos "inputs" (custos) mas também do "output" (produto entregue - qualidade de serviço, desenvolvimento de smart grid, etc.)	Outputs devem ser mensuráveis e comparáveis entre empresas
		Grande esforço regulatório, risco de microgestão

Os modelos regulatórios dos 25 países/estados foram agrupados considerando a classificação apresentada na Figura 100, e resultou que 12 desses países utilizavam regulação por taxa de retorno ou custo de serviço. Vale ressaltar que a Argentina, apesar de ter regulamentada uma regulação por price cap, não a aplica, por isso a mesma foi classificada junto com os países que praticam tarifa de custo de serviço. Excetuando o Japão, todos os demais países que aplicam o modelo regulatório de custo de serviço são os que praticam as tarifas mais baratas dentre os países analisados. No entanto, é quase um fator comum entre todos esses países a falta de clareza e transparência no processo de determinação da tarifa cobrada do usuário final. Boa parte dos países no mundo aplicam PBR para a determinação das suas tarifas finais, e em alguns casos existe um tratamento de taxa de retorno para o CAPEX.

Figura 101: Número de Países por Modelo Regulatório

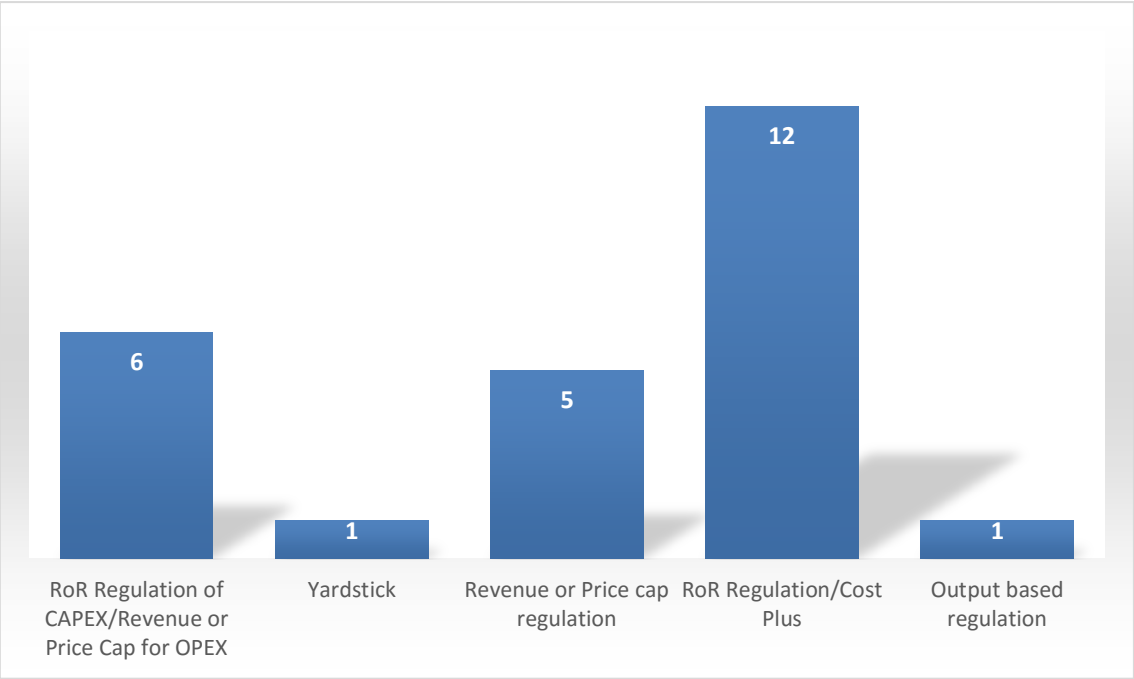


Figura 102: Classificação dos Países por Modelo Regulatório

RoR Regulation of CAPEX/Revenue or Price Cap for OPEX	Yardstick	Revenue or Price cap regulation	RoR Regulation/Cost Plus	Output based regulation
		BRASIL		
Portugal Espanha França Itália República Tcheca Finlandia	Noruega	Colômbia Chile Califórnia Suécia Alemanha	Argentina México Ilinois Nova York Texas Quebec Coréia do Sul África do Sul Rússia Índia Japão China	Reino Unido

Com relação à existência de ciclos tarifários e do processo de revisão tarifária, mais de 70% dos países/regiões analisados possuem ciclos tarifários. A periodicidade dos ciclos varia entre 3 e 5 anos, no entanto, boa parte dos países possuem ciclos tarifários de 4 anos. Novamente, boa parte dos países que não possuem revisões tarifárias são também os que apresentam as tarifas finais mais baratas. O Reino Unido por seguir o modelo RIIO segue um ciclo tarifário de 8 anos.

Figura 103: Existência de Revisões Tarifárias Periódicas?

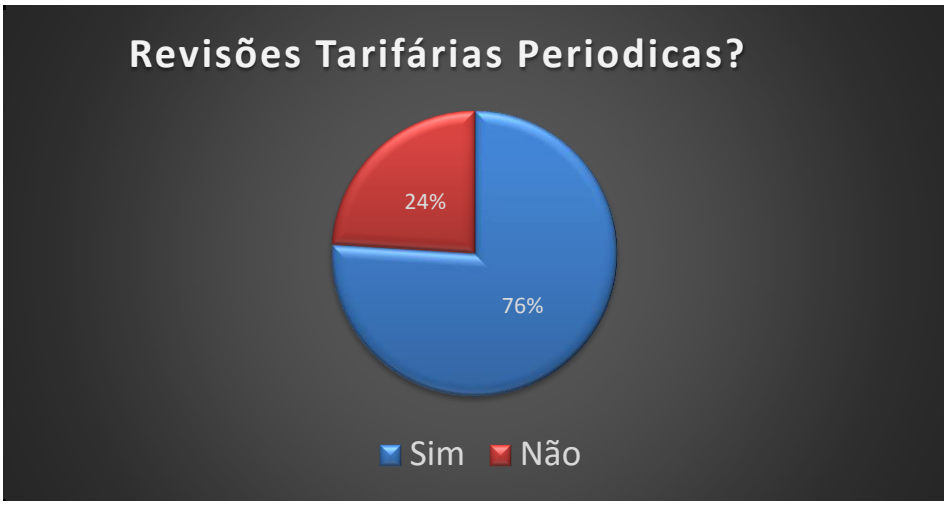


Figura 104: Países que Possuem e Não Possuem Revisões Tarifárias Periódicas

Existência de Revisões Tarifárias Periodicas?	
Sim	**Não**
BRASIL	
Colômbia	Argentina
Chile	México
Califórnia	Quebec
Ilinois	Coréia do Sul
Nova York	Japão
Texas	China
África do Sul	
Rússia	
Índia	
Portugal	
Espanha	
França	
Itália	
República Tcheca	
Noruega	
Suécia	
Finlandia	
Alemanha	
Reino Unido	

Apresentadas as questões de evolução e da classificação regulatória dos países/regiões analisados, o próximo passo da conclusão é o estudo dos países quanto à aplicação de medidas de incentivo a eficiência.

25.3 A Aplicação de Medidas de Eficiência na Regulação da Distribuição de Energia Eletrica

Existem quatro dimensões que são analisadas no que diz respeito à aplicação de medidas de eficiência na regulação da distribuição. Como o estudo está partindo de uma dimensão mais macro (a eficiência como um todo) para uma dimensão mais micro (o tratamento da eficiência em temas específicos), primeiramente é feita uma análise dos países que aplicam alguma medida de eficiência, de qualquer natureza. Aqui vale a pena fazer um parêntese para mencionar que ao observar a aplicação de mecanismos de incentivo a eficiência foram considerados os países que estabeleciam metas regulatórias de perdas ou qualidade de serviço a serem alcançadas pelas distribuidoras, benchmarking de custos operacionais (seja via aplicação de modelos de fronteira de eficiência seja via adoção de modelos de rede de referência ou empresa de referência), banco de preços de ativos e adoção de uma base de remuneração regulatória que não necessariamente seja a base contábil.

Existe, atualmente, uma forte tendência para a adoção de, além as metas de eficiência de perdas e qualidade de serviço, a adoção de medidas de bônus/penalidades, nas situações em que a distribuidora ultrapassar positivamente/negativamente as metas regulatórias estabelecidas. Ou seja, se receberia um adicional na receita por ter ultrapassado as metas estabelecidas regulatoriamente ou se perderia parte da receita por não ter alcançado as metas estabelecidas.

A Figura 106 mostra os países que adotam e os que não adotam medidas de incentivo a eficiência, e 18 dos 25 países/estados analisados adotam alguma medida de eficiência para a determinação das tarifas de distribuição de energia elétrica. Observou-se que os países que possuem as tarifas residenciais médias mais baratas são, em grande parte, os que não aplicam medidas de incentivo à eficiência.

Figura 105: Número de Países que Aplicam Medidas de Inventivo a Eficiência

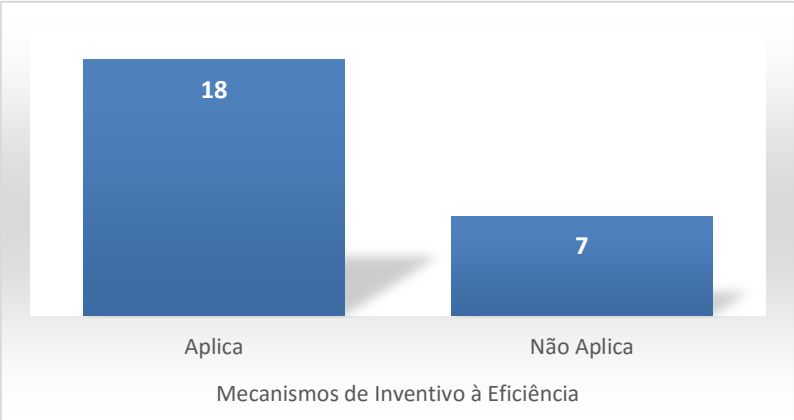


Figura 106: Países que Aplicam e Não Aplicam Mecanismos de Incentivo a Eficiência

Mecanismos de Inventivo à Eficiência	
Aplica	**Não Aplica**
BRASIL	
Colômbia	Argentina
Chile	México
Califórnia	Quebec
Ilinois	Coréia do Sul
Nova York	Índia
Texas	Japão
África do Sul	China
Rússia	
Portugal	
Espanha	
França	
Itália	
República Tcheca	
Noruega	
Suécia	
Finlandia	
Alemanha	
Reino Unido	

Olhando o tratamento dado aos custos operacionais, e mais especificamente a aplicação de análise de benchmarking para a determinação de custos operacionais eficientes, tem-se que somente os países nórdicos, Alemanha, Portugal e Índia utilizam bechmarking nesse processo.

No que diz respeito a aplicação de tratamento regulatório das perdas foram analisados quais países adotavam mecanismos de metas de redução de perdas e/ou mecanismos de bônus e penalidades. Dos 25 países/estados analisados, 15 aplicam medidas de tratamento regulatório das perdas, e os países que estão no início de um novo período regulatório estão aplicando em sua regulação mecanismos de bônus e penalidades.

Como pode ser observado na Figura 108, países como Suécia, Finlândia e EUA – California figuram entre os países que não adotam medidas claras de incentivo a redução das perdas. No caso específico da Suécia e Finlândia as perdas não são consideradas muito relevantes, por isso não é dado um tratamento de eficiência a mesma. A Noruega insere as perdas dentro da sua análise de benchmarking então é dado um tratamento eficiente a mesma, ainda que não de forma direta. E tal como já verificado em outros itens, os países que figuram entre os que possuem as tarifas de distribuição mais baratas não aplicam nenhum tratamento regulatório das perdas.

Figura 107: Número de Países que Aplicam Tratamento Regulatório das Perdas

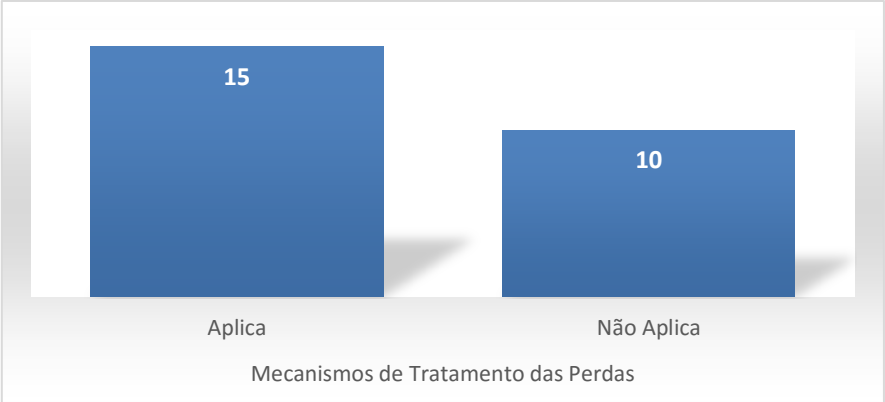


Figura 108: Países que Aplicam e Não Aplicam Mecanismos de Tratamento das Perdas

Mecanismos de Tratamento das Perdas	
Aplica	Não Aplica
BRASIL	
Colômbia	Argentina
Chile	México
Ilinois	Califórnia
Nova York	Quebec
Texas	Coréia do Sul
Rússia	África do Sul
Índia	Japão
Portugal	China
Espanha	Suécia
França	Finlandia
Itália	
República Tcheca	
Noruega	
Alemanha	
Reino Unido	

A última análise de tratamento da eficiência está associada aos mecanismos de incentivo a qualidade de serviço. Com relação à qualidade de serviço existem três posturas regulatórias que podem ser adotadas: o regulador pode optar por somente monitorar os indicadores de qualidade de serviço não definindo limites para os indicadores; o regulador pode adotar limites para os indicadores e aplicar multas nas situações em que as distribuidoras ultrapassarem as metas; o regulador pode adotar metas de melhoria da qualidade de serviço e adotar bônus/penalidades a serem aplicadas nas situações em que a distribuidora tiver melhor desempenho/pior desempenho do que o exigido pela regulação.

No presente estudo somente a adoção de metas com aplicação de medidas de bônus/penalidades é considerado um mecanismo de incentivo a melhoria da eficiência. Como pode ser observado na 109, 13 dos 25 países/regiões analisados aplicam mecanimos de incentivo à qualidade de serviço. A parte disso, países como Argetina, Chile, India e Reino Unido aplicam multas no caso do não cumprimento dos limites dos indicadores de qualidade de serviço estabelecidos.

Análise adicional foi realizada cruzando dados de qualidade de serviço com os das tarifas praticadas. Na análise foram somente considerados os países que praticavam as tarifas residenciais médias mais caras e as mais baratas apresentadas nas Figura 94, e o indicador de qualidade de serviço considerado é o apresentado na Figura 111. Foi montado um quadrado dividido em 4 partes onde no eixo x são considerados os níveis de qualidade (Alto e Baixo) e no eixo x as tarifas residenciais médias (Caro e Barato). Pode-se observar por meio da Figura 112, que existe uma forte relação entre o valor da tarifa final cobrada com a qualidade do serviço prestado. No caso das tarifas residenciais médias mais baratas, somente Quebec, China e Coreia apresentam níveis de qualidade de serviço que podem ser considerados bons. Já no caso das tarifas residenciais médias mais caras, para todas elas os níveis de qualidade de serviço estão classificados como bons.

Figura 109: Número de Países que Aplicam Mecanismo de Incentivo a Qualidade de Serviço

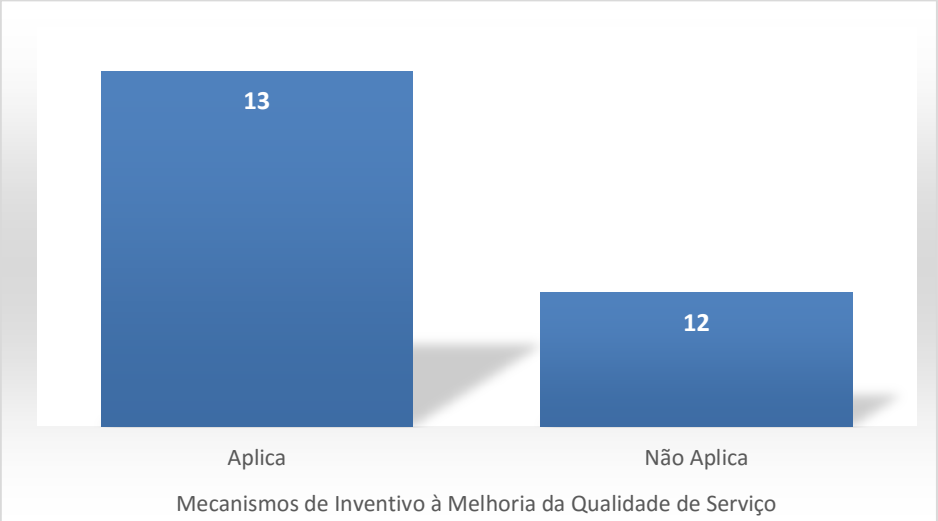


Figura 110: Países que Aplicam e Não Aplicam Mecanismos de Tratamento da Qualidade de Serviço

Mecanismos de Inventivo à Melhoria da Qualidade de Serviço	
Aplica	**Não Aplica**
BRASIL	
Colômbia	Argentina
África do Sul	México
Rússia	Chile
China	Califórnia
Portugal	Ilinois
Espanha	Nova York
França	Texas
Itália	Quebec
República Tcheca	Coréia do Sul
Noruega	Índia
Suécia	Japão
Finlandia	Reino Unido
Alemanha	

Figura 111: Relação preço e qualidade dos países estudados

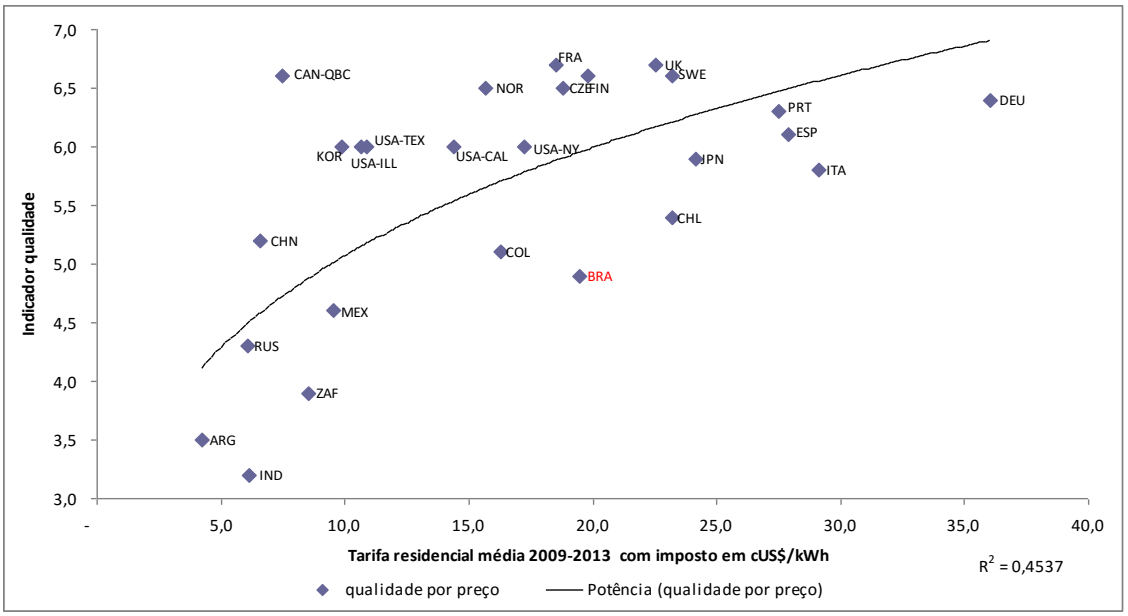


Figura 112: Relação entre Tarifa Residencial Média e Qualidade para os Países com Tarifas mais baratas e mais caras

Tarifa Média Residencial - 2009 -2013				
	Tarifa Cara			Alemanha Chile Portugal UK Itália Japão Espanha Suécia
	Tarifa Média		Brasil Colômbia	USA - CAL Noruega USA - NY República Tcheca Finlândia França
	Tarifa Barata	México Argentina Índia África do Sul Rússia		USA - ILL USA - TEX Quebec China Coreia
		Qualidade Baixa	Qualidade Média	Qualidade Alta
		Qualidade de Serviço		

Por meio das análises realizadas algumas breves conclusões podem ser extraídas. Apesar de boa parte dos países analisados terem a estrutura do setor desverticalizada, o processo de liberalização da comercialização no mercado varejista está concentrado nos países europeus e alguns poucos estados americanos. O processo de liberalização no continente europeu pode ser dividido em três etapas: a primeira delas que englobam o Reino Unido e a Noruega; a segunda etapa incluiu os países europeus que iniciaram o processo de liberalização após a EU sancionar uma diretiva determinado prazos para todos os países pertencentes a EU liberalizarem seus mercados; e na terceira etapa, os países com liberalização do mercado mais tardia, grupo esse de incluiu países como França, Itália, Portugal, Espanha e República Tcheca. Especificamente para os países com liberalização tardia se observa o ex-monopolista todavia exercendo posição dominante no mercado, não tendo ocorrido a pulverização do mercado e aumento da concorrência.

Com relação aos modelos regulatórios aplicados além de ter sido identificado no estudo uma forte predominância de modelos PBR, ainda existem países, que adotam o modelo regulatório por custo de serviço ou aplicam preços administrados, sem a consideração de medidas incentivo à de eficiência e

produtividade. E da mesma forma que no início da década de 80 o Reino Unido foi pioneiro na adoção de um modelo regulatório onde o objetivo principal era o aumento da eficiência, produtividade e competitividade (modelo *price cap*) em detrimento do modelo por custo de serviço, o referido país novamente encontra-se atuando de forma pioneira do contexto da regulação dos serviços de rede com a migração do modelo price cap para o modelo RIIO, onde o foco deixa de ser o aumento da eficiência e produtividade e passa a ser orientado aos produtos.

A tabela resumo a seguir apresenta um comparativo geral entre os diversos arcabouços regulatórios dos países analisados.

25.4 Tabela Resumo

Região	País	Setor Desverticalizado ou Verticalizado?	Mercado Varejista Liberalizado (Comercialização)?	Existência de Revisões Tarifárias Periodicas?	São Aplicados Mecanismos de Incentivo a Eficiência?	É aplicado análise de benchmarking para Custos Operacionais?	Mecanismos de tratamento das perdas?	Mecanismos de tratamento das qualidade de serviço?
América Latina	Argentina	Desverticalizado	Não	Não	Não	Não	Não	Não
	México	Verticalizado	Não	Não	Não	Não	Não	Não
	Colômbia	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
	Chile	Desverticalizado	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Não
América do Norte	Califórnia	Desverticalizado	Não	Sim	Sim	Não	Não	Não
	Texas	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não
	Nova York	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não
	Ilinois	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não
	Quebec	Desverticalizado	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Ásia/Africa	Coréia do Sul	Verticalizado	Não	Não	Não	Não	Não	Não
	África do Sul	Verticalizado	Não	Sim	Sim	Não	Não	Sim
	Rússia	Desverticalizado	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
	Índia	Desverticalizado	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Não
	Japão	Verticalizado	Não	Não	Não	Não	Não	Não
	China	Verticalizado	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
Europa	Portugal	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
	França	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
	Itália	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
	Espanha	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
	República Tcheca	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
	Noruega	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
	Suécia	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
	Finlandia	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
	Alemanha	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
	Reino Unido	Desverticalizado	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não

26 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aspectos Conceituais da Regulação

Alexander, I.; Shugart, C. (1999) Risk, Volatility and Smoothing: Regulatory Options for Controlling Prices. Banco Europeu para a Reconstrução e Desenvolvimento. Reino Unido. 66p

Averch, H., Johson, L. (1962). *Behavior of the firm under regulatory constraint*. American Economic Review, v. 52, 1052-1069pp.

Ghirardi, A. G. (2000). *Estratégias de Regulação e Qualidade dos Serviços Públicos.* Revista Econômica do Nordeste, Fortaleza, v. 31, n. Especial p. 920-935, novembro 2000

Jamasb, T. (2002). International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European Electricity Distribution Companies. DAE Working Paper No. 0115. Department of Economics. Cambridge: University of Cambridge.

Jamasb, T.; D. Newbery e M. Pollit (2004). Core Indicators for Determinants and Performance of Electricity Sector in Developing Countries. CMI Working Paper 45. Cambridge: The Cambridge-MIT Institute.

Kurtzman, J.; G. Yago e T. Phumiwasana (2004). The Global Cost of Opacity. *MIT Sloan Management Review* 46(1): 38-44p.

Martins, M.V.M. (2008). Theory of Regulation. Portugal. 27p

Mercados Energéticos (2013).Revisión de las Metodologías de Remuneracíon de las Actividades de Distribución y Transmissión de Energía Eléctrica. Colômbia. 355p. The Regulatory Assistance Project (RAP). Electricity Regulation In The Us: A Guide. 2011

Viljainen, Satu (2005). *Regulation Desing in the Electricity Distribution Sector: Theory and Practice*. Tese de Doutorado. Finlândia: Lappeenranta University of Technology. 132p.

Woolf, T.; Michals, J. (1995). "Performance-Based Ratemaking: Opportunities and Risks in a CompetitiveElectricity Industry." The Electricity Journal 8 (8): 64–72pp.

Argentina

Pampa Energia (2014). El sector eléctrico de Argentina. Disponível em: http://ri.pampaenergia.com/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=2&conta=47&tipo=24234

Secretaría de Energia. Disponível em: http://www.energia.gov.ar/home/. Acesso em 2014.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). (s.d.). Definición e objetivos. Acesso em 02 de setembro de 2014, disponível em http://www.enre.gov.ar/

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). (s.d.). Sobre el cálculo tarifario. Acesso em 03 de setembro de 2014, disponível em http://www.enre.gov.ar/

Secretaria de Energia. (s.d.). Mercado Eléctrico Mayorista. Acesso em 03 de setembro de 2014, disponível em http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=339

Nucleoelectrica Argentina. (s.d.). Quiénes somos. Acesso em 02 de setembro de 2014, disponível em http://www.na-sa.com.ar/quienessomos

Comision Nacional De Energia Atomica. (s.d.). Qué es la CNEA? Acesso em 02 de setembro de 2014, disponível em http://www.cnea.gov.ar/que_es_la_cnea/objetivos.php

Pratical Law. Electricity Regulation in Argentina: overview. Reino Unido, 2014. 8p.

Mercados Energéticos Consultores; Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas). Análisis del Marco Regulatorio para la Determinación del Valor Agregado de Distribución. Peru, 2008. 159p.

Ramati, O.; Bulacio. C.; Crudo, J. The Argentine Regulatory Framework vis-à-vis the current politcal crisis and Its Economic Consequences. 17Th International Conference And Exhibition On Electricity Distribution. Barcelona, 2003. 6p.

Colômbia

Electric Power (2012) Futuros de energía eléctrica en Colombia: el advenimiento de un nuevo mercado. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=641050273232

Cier (2012) Regulación Sector Eléctrico (2013). Acesso em agosto de 2014, disponível em https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia

Ministerio de Minas y Energía (2014) Funciones. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.minminas.gov.co/minminas/index.jsp?cargaHome=3&id_categoria=43&id_subcategoria=260

Unidad de Planeación Minero Energética (2014) Quienes somos. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www1.upme.gov.co/quienes-somos

Comisión de Regulación de Energía y Gas (2014) Nuestra historia. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-18&p_options

Consejo Nacional De Operación (2014) Quienes somos. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://cno.org.co/webApp/pressflow/content/quienes-somos

Comité Asesor de Comercialización (2014) Quienes somos. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.cac.org.co/quienes.htm

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2014) Funciones. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.superservicios.gov.co/Institucional/Funciones

XM (2014) Quienes somos. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx

XM (2014) Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx

Codensa. Acesso em 2014, disponível em https://www.codensa.com.co/.

Colômbia, Resolución CREG 070 de 1998.

Ministério de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gás (CREG). (2014). Marco Regulatorio: Sector Energetico en Colombia. Medelín. 14p.

Ministério de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gás (CREG). (2013) Resolucion nº 43/2013. Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario. Colômbia. 13p.

Ministério de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gás (CREG). (2014) Resolucion nº 179/2014. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional". Colômbia.

Comisión de Regulación de Energía y Gás (CREG). (2014). Metodologia de Remuneracion de la Actividad de Distribucion de Energia Electrica para el Período Tarifario 2015-2019. Documento CREG 099. Colômbia. 104p.

Schwartz, Daniel (2014). The Energy Regulator Market Overview. Thirds Edition. Law business Research Ltd. Reino Unido. 85-96p.

México

Comisión Reguladora de Energía (2013) Evolución Histórica. Acesso em agosto de 2013, disponível em http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=10

Comisión Reguladora de Energía (2010) Guía para trámites con la Comisión Reguladora para permisos de generación e importación de energía eléctrica con energías renovables, cogeneración y fuente firme. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.giz.de/en/downloads/sp-Guia-para-tramites-de-permisos-con-la-CRE.pdf

Comisión Reguladora de Energía, CRE. Disponível em: http://www.cre.gob.mx/. Acesso em 07 de abril de 2015.

Comisión Federal de Electricidad, CFE. Disponível em http://www.cfe.gob.mx/. Acesso em 07 de abril de 2015.

Secretaría de Energía, SENER. Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027. México, 2013. 230p.

Secretaría de Energía, SENER. Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro. México, 2008. 193p.

Secretaría de Energía, SENER. Indicadores de CFE y LYFC. Disponível em: http://sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1490. Acesso em 08 de abril de 2015.

Comisión Federal de Electricidad, CFE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. México, 2012. 370p.

Chile

Comisión Nacional de Energia. (2013). Comisión Nacional de Energia – Gobierno de Chile. Acesso em 15 de Maio de 2014, disponível em: http://www.cne.cl/

Comisión Nacional de Energia. (2006) La regulación del segmento de distribución en Chile.

Ministerio de Economia; Fomento y Reconstruccion. (19 de maio de 2005). Central Energia – Legislación chilena. Acesso em 17 de maio de 2014, disponível em Ley N° 20018 – MODIFICA EL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELECTRICO: http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley_corta_II_LEY-20018.pdf

Ministerio de Economia; Fomento y Reconstruccion. (2014). Central Energia – Legislación Chilena. Acesso em 17 de Maio de 2014, disponível em Ley General de Servicios Eléctricos: http://www.centralenergia.cl/uploads/2014/04/Ley_general_de_servicios_electricos_DFL_4.pdf.pdf

Ministerio de Economia; Fomento y Reconstruccion. (19 de maio de 2005). Central Energia – Legislación chilena. Acesso em 17 de maio de 2014, disponível em Ley N° 20018 – MODIFICA EL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELECTRICO: http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley_corta_II_LEY-20018.pdf

Comisión de Integración Energética Nacional CIER. Chile: Marco Regulatorio Para La Rentabilidad E Inversión - Actualización 2013. Disponível em: https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/chile. Acesso em 29/09/2015

Comisión Nacional de Energía (CNE). Resolución Exenta N° 247 de fecha 23 de abril de 2012. Metodología y Definición de las Áreas Típicas De Distribución. Proceso Fijación Tarifaria del Valor Agregado de Distribución, Cuadrienio Noviembre 2012 - Noviembre 2016. Chile, 2012. 155p

Comisión Nacional de Energía (CNE). La Regulación del Segmento Distribución en Chile. Documento de Trabajo. Chile, 2006. 153p.

Ministerio de Energía de Chile. Política del Ministerio de Energía. Chile, 2011.

Ministerio de Energía de Chile. Estrategia Nacional De Energía 2012-2030. Chile, 2012. 38p.

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Ley 20.701. Procedimiento para Otorgar Concesiones Eléctricas. Chile, 2013. 860p.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Ranking 2013 de Calidad de Servicio de las Empresas De Distribución De Electricidad. Chile, 2013. 36p.

Estados Unidos

U.S. Energy Information Agency (2014) State Electricity Profiles 2012: Illinois. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.eia.gov/electricity/state/illinois/

U.S. Federal Energy Regulatory Commission (2014) What FERC does. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp

IEA (2007) Energy Policies of IEA Countries: United States. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/us2007.pdf

North American Electric Reliability Corporation (2013) Página inicial. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.nerc.com/Pages/default.aspx

Nodal Exchange (2011) Contracts. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.nodalexchange.com/resource_center/contracts.php

Rodrigues, Adriano P.; Bento, Leonaro S., Faria, Viviana C.S. (2001) Lições da crise energética da Califórnia. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.race.nuca.ie.ufrj.br/journal/r/rodrigues1.doc

California Energy Commission (2014) About the California Energy Commission. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.energy.ca.gov/commission/

California Public Utilities Commission (2007) Electricity and Natural Gas Regulation in California. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/

IEPA (Independent Energy Producers) The Power of California. Acesso em setembro de 2014, disponível em.http://www.iepa.com/video/iepa_power_of_california.pdf

California State Board of Equalization (2014) Energy Resources Surcharge. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.boe.ca.gov/sptaxprog/energy_res_surcharge-electrical.htm

Pacific Gas & Electric (2014) Electricity – Direct Access; Frequently Asked Questions. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.pge.com/b2b/retailenergysuppliers/espresourcecenter/directaccessfaqs/

Fiscal Focus Comptroller (1998) State of Illinois. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.ioc.state.il.us/index.cfm/resources/fiscal-focus/april-1998-deregulation/

Dynegy + Ameren Energy Resources (2012) Combined Operations. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.dynegy.com/downloads/Dynegy_AER_Factsheet.pdf

Ameren Transmission Company (2014). Acesso em setembro de 2014, disponível em https://www.ameren.com/Transmission/Pages/AmerenTransmissionCompany.aspx

IPA (2013) Welcome to the Illinois Power Agency. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www2.illinois.gov/ipa/Pages/default.aspx

Illinois Commerce Commission (2014). Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.icc.illinois.gov/

IMEA (2014) About the Illinois Municipal Electric Agency (IMEA). Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.imea.org/AboutIMEA.aspx

IMUA (2014) About IMUA. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.imea.org/AboutIMUA.aspx

Illinois Department of Commerce & Economic Opportunity (2014) About DCEO. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.illinois.gov/dceo/AboutDCEO/Pages/default.aspx

Illinois Revenue (2014) Mission Statement. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://tax.illinois.gov/aboutidor/

New York State Public Service Commission (2014) Electric Utilities Listing. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/03627EFC626529EE85257687006F39CD?OpenDocument

NYSERDA (2014) About NYSERDA. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.nyserda.ny.gov/About.aspx

Power 2 Switch (2014) New York. Acesso em novembro de 2014, disponível em https://power2switch.com/NY/

Power 2 Switch (2014) Utility territory map. Acesso em novembro de 2014, disponível em https://power2switch.com/NY/utility_territory_map/

NYISO (2014) About NYISO. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.nyiso.com/public/about_nyiso/nyisoataglance/index.jsp

NYMPA (2012) Home page. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.nympa.org/

Clearly Energy (2014) New York Electric Choice. Acesso em novembro de 2014, disponível em https://www.clearlyenergy.com/new-york-electric-choice

Public Utility Commission of Texas (2013) Alphabetical Directory of Retail Electric Providers. Acesso em setembro de 2014, disponível em https://www.puc.texas.gov/industry/electric/directories/rep/alpha_rep.aspx

Window on State Government (2008) Texas Comptroller of Public Accounts Electricity: Electricity. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.window.state.tx.us/specialrpt/energy/uses/electricity.php

U.S. Federal Energy Regulatory Commission (2014) Electric Power Markets: Midcontinent (MISO). Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/midwest.asp#rto

ERCOT (2014) Quick Facts. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.ercot.com/content/news/presentations/2014/ERCOT_Quick_Facts_February%205%202014.pdf.

Public Utility Commission of Texas (2013) About the PUCT. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.puc.texas.gov/agency/about/mission.aspx

ERCOT (2005) About ERCOT. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.ercot.com/about

Public Utility Commission of Texas (2012) Electric and Gas Reliability Worksho: History of Electric Deregulation in ERCOT. Acesso em setembro de 2014, disponível em https://www.puc.texas.gov/agency/topic_files/101/PUC-History_Dereg_ERCOT.pdf

Texas Public Power Association (TPPA) (2014) About TPPA. Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.tppa.com/about/

Public Utiliy Commission of Texas: Utili-Facts (Charges on Your Electric Bill). Acesso em setembro de 2014, disponível em http://www.puc.texas.gov/consumer/facts/factsheets/elecfacts/ChargesElectBill.pdf

California Public Utilities Comission (CPUC). 2012 Gas & Electric Utility Cost Report. Estados Unidos, 2013. 39p.

California Public Utilities Comission (CPUC). 2012 Senate Bill 695 Report. CPUC Actions To Limit Utility Costs. Estados Unidos, 2012. 118p.

U.S. Department of Energy. EIA: Electric Power Monthly, 2012. Disponível em: http://www.eia.gov/electricity/monthly/ . Acesso em 29/04/2015

California Public Utilities Comission (CPUC). California Solar Initiative: Annual Program Assessment. Estados Unidos, 2013. 48p.

U.S. Energy Information Administration. California Energy Consumption. 2013 – Residential Data. Estados Unidos, 2013. Disponivel em: http://www.eia.gov/consumption/residential/reports/2009/state_briefs/pdf/ca.pdf Acesso em 15/12/2014.

Barkovich, B.R. A Brief Summary of Electric Ratemaking (s/d). 16p.

The Regulatory Assistance Project (RAP). Electricity Regulation in the Us: A Guide. Estados Unidos, 2011. 120p.

California Independent System Operator (CAISO). 2012/2013 Conceptual Statewide Transmission Plan Update. Estados Unidos, 380p.

California Public Utilities Comission (CPUC). Utility Investment Valuation Strategies: A Case for Adopting Real Options Valuation. Estados Unidos, 2013. 24p.

Federal Energy Regulatory Commission. Market Oversight: California Independent System Operator (CAISO). Estados Unidos, 2013. 11p.

Edison Electric Institute (EEI). State of Distribution Reliability Regulation in The United States. Estados Unidos, 2005. 47p.

The Brattle Group. Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes. Reino Unido, 2012. 191p.

Illinois General Assembly. (220 ILCS 5/) Public Utilities Act. Illinois, Estados Unidos.

Texas Administrative Code (TAC); Title 16, Part II. PUC Rules; Chapter 25. Sustantive Rules applicable to electric service providers; Subchapter J. Cost rates and Tariffs PUCT

Dittmann D. (2008), Reducing Electric System Losses, NYS DPS Technical Conference, Central Hudson Gas & Electric Corp. July 17, 2008.

Lazar J. (2011), Electricity Regulation in the US: A Guide, The Regulatory Assistance Project.

NY PSC (2011) Major Rate Case Process Overview.

NY PSC (2009) CASE 08-E-0887: Proceeding on Motion of the Commission as to the Rates, Charges, Rules and Regulations of Central Hudson Gas & Electric Corporation for Electric Service

NY PSC (2009) CASE 08-G-0888 - Proceeding on Motion of the Commission as to the Rates, Charges, Rules and Regulations of Central Hudson Gas & Electric Corporation for Gas Service.

NY PSC (2009) CASE 09-M-0004 - Petition of Central Hudson Gas & Electric Corporation for Authorization to Defer Ice Storm Recovery Costs.

Canadá - Quebec

Cirano. Energy Regulation in Quebec. Canada, 2005. 42p

Camput. Introduction to Electricity and Gas Regulation in Canada: who des that? Canada. 19p.

Blaykes Lawers. Overview of Electricity Regulation in Canada. Canada. 37p.

Hydro Quebec. Presentation de la Demande Tarifaire 2015-2016. Quebec, 2014. 10p

Hydro Quebec. Base d´Etablissement des Revenus Requis. Quebec, 2014. 7p

Hydro Quebec. Revenus Additionels Requis et Hausse Tarifaire au 1er Avril 2015. Quebec, 2014. 8p.

Hydro Quebec. Efficience et Performance. Quebec, 2014. 33p.

Hydro Quebec. Prévision de la Demande. Quebec, 2014. 29p.

Hydro Quebec. Taux de Rendement et Coût du Capital Prospectif du Distributeur. Quebec, 2014. 6p.

Hydro Quebec. Achat d´Eletricité. Quebec, 2014. 9p.

Hudro Quebec. Coûts de Distribution et Services à La Clientele – Charges d´Explotation. Quebec, 2014. 37p.

Hydro Quebec. Bases de Tarification Détaillées 2013 à 2015. Quebec, 2014. 14p.

Regie de L´Energia. How does Regie Regulate Energy in Quebec. Quebec, 2011. 20p.

Portugal

Redes Elétricas Nacionais (REN). (s.d.). O setor elétrico. Acesso em 17 de julho de 2014, disponível em http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). (2014). Comercializadores de último recurso. Acesso em 20 de agosto de 2014, disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadoresregulados/Paginas/default.aspx

Energias de Portugal (EDP). (2014). Sistema Eléctrico Portugues. Acesso em 01 de setembro de 2014, disponível em http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx

Energias de Portugal (EDP). (2014). EDP Distribuição Portugal. Acesso em 20 de agosto de 2014, disponível em http://www.edp.pt/pt/negocios/PerguntasFrequentes/Pages/PerguntasFrequentes.aspx

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). (2014). Comercializadores de último recurso. Acesso em 20 de agosto de 2014, disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadoresregulados/Paginas/default.aspx

Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). (s.d.). MIBEL. Acesso em 21 de agosto de 2014, disponível em http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=18&relcategoria=1026&idpag=67

OMIP (The Iberian Energy Derivatives Exchange). (s.d.). Perfil. Acesso em 21 de agosto de 2014, disponível em http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). (s.d.). Actividades do sector. Acesso em 18 de julho de 2014, disponível em

http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/Paginas/default.aspx

Banco BPI. (2011). O sector eléctrico em Portugal continental. Acesso em 17 de julho de 2014, disponível em https://quartarepublica.files.wordpress.com/2011/04/bpidt.pdf

EDP Serviço Universal. (s.d.). Extinção das tarifas reguladas de eletricidade. Acesso em 21 de agosto de 2014, disponível em http://www.edpsu.pt/pt/destaques/Pages/Extin%C3%A7%C3%A3odastarifasreguladasdeeletricidade.aspx

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Parâmetros de Regulação para o período 2015-2017. Portugal, 2014. 264p.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Análise do Desempenho das Empresas Reguladas do Setor Elétrico. Portugal, 2014. 49p.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Portugal, 2014. 278p.

Verdelho, P. Regulação Tarifária do Setor Elétrico em Portugal. Seminário Internacional de Tarifas de Energia Elétrica. Brasilia, 2014. 208p.

Espanha

Presidencia del Gobierno. (21 de Diciembre de 2011). Real Decreto 1823/2011. Acesso em Maio de 2014, disponível em Restructura los departamentos ministeriales: http://www.minetur.gob.es/es-ES/Organizacion/FuncionesCompetencias/Funciones%20y%20Competencias/1.%20Reestructuraci%C3%B3n%20de%20los%20departamentos%20ministeriales/BOE-A-2011-19939.pdf

Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas. (10 de Febrero de 2012). Real Decreto 344/2012. Acesso em Maio de 2014, disponível em Estructúra orgánica básica del Ministério de Industria, Energía y Turismo: http://www.minetur.gob.es/es-ES/Organizacion/FuncionesCompetencias/Funciones%20y%20Competencias/3.%20Desarrollo%20de%20la%20estructura%20org%C3%A1nica%20b%C3%A1sica%20del%20Ministerio%20de%20Industria,%20Energ%C3%ADa%20y%20Turismo/RDEstruc11022012.pdf

Comisión Nacional de Energia. (2013). Comisión Nacional de Energia. Acesso em Maio de 2014, disponível em http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=3&&&keyword=&auditoria=F

Red Eléctrica de España. (2013). Red eléctrica de España. Acesso em Maio de 2014, disponível em Operación del Sistema Eléctrico: http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico

Jefatura de Estado. (26 de Diciembre de 2013). Ley 24/13 del Sector Eléctrico. Acesso em Maio de 2014, disponível em Boletín Oficial del Estado: http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto 1048/2013, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Espanha, 27 de Diciembre 2013. 45p.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto 2819/1998, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Espanha, 23 de Diciembre 1998. p. 44089- 44095.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto 222/2008, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Espanha, 15 de Febrero 2008.p. 16067- 16089.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto 325/2008, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1de enero de 2008. Espanha, 29 de Febrero 2008. p. 13079- 13084.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto-Ley 13/2012, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Espanha, 30 de Marzo 2012. 92p

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto-Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Espanha, 12 de Julio 2013. 42p

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto 1047/2013, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.. Espanha, 27 de Diciembre 2013. 31p

Borrego, I.; Calvo, A. Electricity regulation in Spain: overview. Multi-Jurisdictional Guide 2014 – Energy and Natural Resources. Reino Unido, 9 p.

Energía y Sociedad. Manual de la Energía: Regulación. Disponivel em: http://www.wnergiaysociedad.es Acesso em 29/04/2015.

Energía y Sociedad. RD 1047/213 y RD 1048/2013 por los que se establece la metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Marzo 2014. 7p.

Gómez, T.; Mateo, C.; Sánchez, Á.; Reneses, J.; Rivier, M. La Retribución de la Distribución de Electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia. 2011. Estudios de Economía Aplicada, vol. 29, núm. 2, 2011. Asociación Internacional de Economía Aplicada. Valladolid, Espanha. pp. 1-23

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Orden ITC/3801/2008, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009de 26 de Diciembre 2008. Espanha, 2008. pp. 52672-52685

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Orden ITC/2524/2009, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctricade 8 de septiembre 2009. Espanha, 2009. pp.79874-79877.

Practical Law. Electricity Regulation in Spain: An Overview. 2014. 9p

Comisión Nacional de Energía (CNE). Informe 24/2013: Sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se establece la Metodología para el cálculo de la Retribución de la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica. Espanha, 2013. 55p.

Comisión Nacional de Energía (CNE). Informe sobre el Sector Energético Español Parte I. Medidas para Garantizar la Sostenibilidad Económico-Financiera del Sistema Eléctrico. Espanha, 2012. 131p.

Itália

IEA (2009) Energy Policies of IEA Countries Italy. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/italy2009.pdf

Enel Distribuzione (2011) Nostra Rete. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.enel.it/en-gb/reti/enel_distribuzione/nostra_rete/

Enel Distribuzione (2014) Rete Enel Distribuzione. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/

Energy Market Price (2013) Italy Energy Statistics. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.energymarketprice.com/oiuomnm8fasdnnsd9345df/EN/ItalyEnergyStatistics.pdf.

Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas. Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas per L'Erogazione dei Servizi di Trasmissione e Distribuzione dell'Energia Elettrica. Periodo di regolazione 2012-2015. Deliberazione ARG/elt 199/11. Allegato A. Itália, 2011. 63p.

Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas. Testo Integrato dela Regolazione dela Qualita' dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica. Periodo di regolazione 2012-2015. Deliberazione ARG/elt 198/11. Allegato A. Itália, 2011. 119p.

Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas. Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all'Energia Elettrica prelevata sulle reti di media e bassa tencione e disposizioni in tema di perequazione dele perdite di rete. Deliberazione 559/2012/R/EEL. Itália, 2012. 10p.

Autorità per L'Energia Elettrica e il Gas. Relazione A.I.R. Disposizioni dell'Autoritá per L'Energia Elettrica e il Gas per L'Erogazione dei Servizi di Trasmissione, Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica per il período di di regolazione 2012-2015 e disposizioni in matéria di condizioni economiche per L'Erogazione del Servizio di Connessione. Deliberazione ARG/elt 199/11 e Deliberazione 157/2012/R/EEL. Itália. 85p.

Schwartz, L, David. The Energy Regulation and Markets Review. Inglaterra, 2013. Itália p 154-168.

Vigano, Piero; Mocci, Paola; Clarke, O, S, Cristiano. Electricity Regulation 2014. Itália p. 107-111.

Perrin, Louis-Mathieu. Mapping power and utilities regulation in Europe. EY Analysis. França, 2013, 40 p.

República Tcheca

Kocián Šolc Balastik. (2011). Getting the Deal Through – Electricity Regulation 2011. Acesso em 15 de setembro de 2014, disponível em http://www.ksb.cz/en/news-publications/publications?lim=20

International Energy Agency. (2010). Energy Policies of IEA Countries – The Czech Republic. Acesso em 08 de agosto de 2014, disponível em http://www.iea.org/countries/membercountries/czechrepublic/

European Bank for Reconstruction and Development (EBRD). (2009). Czech Republic country profile. Acesso em 11 de agosto de 2014, disponível em http://www.ebrd.com/downloads/legal/irc/countries/czech.pdf

Energy Regulatory Office (ERO). (s.d.). About ERO. Acesso em 13 de agosto de 2014, disponível em http://www.eru.cz/en/o-uradu

OTE. (s.d.). About OTE. Acesso em 13 de agosto de 2014, disponível em http://www.ote-cr.cz/about-ote/file-news/111219_Press_release.pdf/view?searchterm=Energy%20Regulatory%20Office

European Bank for Reconstruction and Development (EBRD). (2009). Czech Republic country profile. Acesso em 11 de agosto de 2014, disponível em http://www.ebrd.com/downloads/legal/irc/countries/czech.pdf

European Energy Regulators. (2009). The Czech Republic's National Report on the Electricity and Gas Industries for 2009. Acesso em 14 de agosto de 2014, disponível em http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202010/NR_En/E10_NR_CzechRep-EN.pdf

CEZ Group (2014) Composition of electricity price. Acesso em dezembro de 2014, disponível em http://www.cez.cz/en/customer-support/payments-and-invoicing/composition-of-electricity-prices.html

Energetického regulačního úřadu. Metodice regulace III. regulačního období včetně základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Relatório Final. República Tcheca, 2009. 78p.

Vlček, Tomáš; Černoch, Filip. The Energy Sector and Energy Policy of The Czech Republic. Masaryk University. BRNO, 2013. 238p.

Rovenský, Václav; Béreš, Ján. Electricity Regulation 2013. Czech Republic p. 43-51.

Energy Regulatory, National Report of the Energy Regulatory Office on the Electricity and Gas Industries in the Czech Republic in 2013. República Tcheca, 2013. 40p.

Perrin, Louis-Mathieu. Mapping power and utilities regulation in Europe. EY Analysis. França, 2013, 40 p.

França

International Energy Agency. (2011). France Country Report. Acesso em 30 de junho de 2014, disponível em http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2011/10/France-Country-Report.pdf

Ministère de L'écologie, du Développement Durable et de L'énergie. (2014). Électricité. Acesso em 23 de julho de 2014, disponível em http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Electricite,218-.html

Union Française de L'électricité. (2014). Présentation de L'UFE. Acesso em 03 de julho de 2014, disponível em http://www.ufe-electricite.fr/l-ufe/article/presentation-de-l-ufe

Réseau de Transport D'électricité. (2014). Associations et institutionnels. Acesso em 03 de julho de 2014, disponível em http://www.rte-france.com/fr/nous-connaitre/liens-utiles/associations-et-institutionnels

EPEX Spot. (2014). EPEX Spot in the power market. Acesso em 23 de julho de 2014, disponível em http://www.epexspot.com/en/company-info/epex_spot_in_the_power_market

EEX Power Derivatives. (2014). Power Derivatives Market. Acesso em 23 de julho de 2014, disponível em https://www.eex.com/en/products/power/power-derivatives-market

Électricité Réseau Distribution France. (2014). Marché de l'électricité. Acesso em 25 de julho de 2014, disponível em http://www.erdf.fr/Le_marche_de_l-electricite

Ministère de L'écologie, du Développement Durable et de L'énergie. (2014). Tarifs réglementés de vente de l'électricité. Acesso em 23 de julho de 2014,

disponível em http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quelles-sont-les-differentes,33511.html

Comission de Régulation de L´Énergie. *Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 12 December 2013 concerning decision on the tariffs for the use of a public electricity grid in the HVA or LV voltage range*. França, 2013, 75 p.

Comission de Régulation de L´Énergie. *Annual report to the European Commission*. França, 2014, 6 p.

Fages F. e Saarinen M. *The Energy Regulation and Markets Review*. Chapter 7 - France. 2012, 11 p. (86-96)

Perrin, Louis-Mathieu. *Mapping power and utilities regulation in Europe*. EY Analysis. França, 2013, 40 p.

Suécia

IEA (2014) Global Renewable Energy. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Sweden

Swedish Energy Agency (2013) About us. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.energimyndigheten.se/en/About-us/

Swedish Consumer Energy Markets Bureau (2014) The Swedish Consumer Energy Markets Bureau. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.energimarknadsbyran.se/Webbinnehall1/Om-oss/Summary-in-English/

Energy Price Market (2013) Sweden Energy Statistics. Acesso em agosto de 2014, disponível em http://www.energymarketprice.com/oiuomnm8fasdnnsd9345df/EN/SwedenEnergyStatistics.pdf

Wik-Consult. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Estudy for the Australian Energy Regulator. Alemanha, 2011. 72p.

Nordic Energy Regulators. Economic regulation of electricity grids in Nordic countries. Dinamarca, 2011. 119p.

Central Research Institute of Electric Power Industry, CRIEPI. Electricity Market Reforms in the Nordic Countries. CRIEPI Report Y08036. Japão, 2009. 132p.

Perrin, Louis-Mathieu. *Mapping power and utilities regulation in Europe*. EY Analysis. França, 2013, 40 p.

Finlândia

Ministry of Employment and Economy. (2014). Energy – Electricity Market. Acesso em Junho de 2014, disponível em https://www.tem.fi/en/energy/electricity_market

Fingrid. (2014). Findfrid – Power System. Acesso em Junho de 2014, disponível em http://www.fingrid.fi/en/powersystem/Pages/default.aspx

Energiamarkkinavirasto. (2012). Energy Market Authority and Supervision of Electricity Markets in Finland. Acesso em Junho de 2014, disponível em https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=8&cad=rja&uact=8&ved=0CGMQFjAH&url=http%3A%2F%2Fwww.eud.org.tr%2FTR%2FGenel%2Fdg.ashx%3FDIL%3D1%26BELGEANAH%3D2736%26DOSYAISIM%3DAntti-Paananen.pptx&ei=0lSXU_S4EMvRsASRhoCwBw&usg=AFQjCNGoPjD

International Energy Agency. (2013). Energy Policies of IEA Countries – Finland 2013 Review. Acesso em Junho de 2014, disponível em http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6113031e.pdf?expires=1402513176&id=id&accname=ocid54025470&checksum=73E750417517167D608A022D68031158

National Emergency Suplly Agency. (2013). Security of supply in Finland. Acesso em Junho de 2014, disponível em http://www.nesa.fi/security-of-supply/

Finnish Competition Authority. (2013). Finnish Competition Authority. Acesso em Junho de 2014, disponível em https://www.kilpailuvirasto.fi/cgi-bin/english.cgi?luku=about-us&sivu=about-us

Energy Market Authority. Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015. Finlândia, 2013. 94p.

Wik-Consult. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Estudy for the Australian Energy Regulator. Alemanha, 2011. 72p.

Nordic Energy Regulators. Economic regulation of electricity grids in Nordic countries. Dinamarca, 2011. 119p.

Joenpolvi , Katri; Hailikari , Ville; Pirttila, Mikko. Electricity Regulation 2015. Finlândia p.61-66.

Perrin, Louis-Mathieu. Mapping power and utilities regulation in Europe. EY Analysis. França, 2013, 40 p.

Council of European Energy Regulators. Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering. Bruxelas, 2013. 33p.

Energimarknadsverket. Regulation Methods for the Assessment of Reasonableness in Pricing of Electricity Distribution Network Operations and High-Voltage Distribution Network Operations in The Third Regulatory Period. Finlândia, 2011. 91p

Trygg, Petri. Overview of Finland: Aspects Of Smart Metering and Smart Grids. Finlâmdia, 2010.16p

Noruega

NVE. (2011). The Norwegian Energy Regulator. Acesso em Maio de 2014, disponível em Annual Report 2011: http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2012/rapport2012_19.pdf

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. (2013). Facts 2013. Acesso em Maio de 2014, disponível em Energy and water resources in Norway: http://www.regjeringen.no/upload/OED/Faktaheftet/FACTS_energy_water.pdf

International Energy Agency. (2011). Energy Policies of IEA Coutries – Norway 2011 Review. Acesso em Maio de 2014, disponível em http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Norway2011_web.pdf

Statnett (2013). About Statnett. http://www.statnett.no/en/About-Statnett/

Wik-Consult. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Estudy for the Australian Energy Regulator. Alemanha, 2011. 72p.

Nordic Energy Regulators. Economic regulation of electricity grids in Nordic countries. Dinamarca, 2011. 119p.

Sintef Energy Research. Quality of Supply Regulation in Norway. Noruega, 2009. 20p.

Sintef Energy Research. Quality of Supply Management by Means of Interruption Statistics and Voltage Quality Measurements. Noruega, 2012. 17p.

Reino Unido

National Grid. (2013). National Grid. Acesso em Maio de 2014, disponível em http://www2.nationalgrid.com/UK/industry-information/

International Energy Agency. (2012). Energy Policies of IEA Countries. Acesso em Maio de 2014, disponível em The United Kingdom 2012 Review: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/UK2012_free.pdf

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). RIIO-T1: Price Control. Reino Unido, 2013. Acesso em Maio de 2014, disponível em RIIO-T1 Price Control: https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-%E2%80%93-riio-model/riio-t1-price-control

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas. Reino Unido, 2013. 24p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). RIIO-T1/Gd1. Real Price Effects and Ongoing Efficiency. Appendix. Reino Unido, 2012. 23p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Strategy Decision for the RIIO-Ed1. Electricity Distribution Price Control: Financial Issues. Reino, Unido, 2013. 102p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Strategy Decision for the RIIO - Ed1. Electricity Distribution Price Control: Reliability and Safety. Reino Unido, 2013. 82p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Strategy Decision for the RIIO - Ed1. Electricity Distribution Price Control: Tools for Cost Assessment. Reino Unido, 2013. 95p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Strategy Decision for the RIIO - Ed1. Electricity Distribution Price Control: Outputs, Incentives and Innovation. Reino Unido, 2013. 133p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Strategy Decision for the RIIO - Ed1. Electricity Distribution Price Control: Business Plans and Proportionate Treatment. Reino Unido, 2013. 59p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Strategy Decision for the RIIO-Ed1. Electricity Distribution Price Control: Uncertainty Mechanisms. Reino Unido, 2013. 51p.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Strategy Decision for the RIIO - Ed1. Electricity Distribution Price Control: Final Decision. Reino Unido, 2013. 58p.

Cambini, C.; Fumagalli, E.; Croce, A. (2012). Output-Based Incentive Regulation: Benchmarking with Quality of Supply in Electricity Distribution. Itália, 2012. 17p.

Alemanha

Ockenfels, A; Grimm, V; Zoettl, G. (2008). Electricity Market Design – The Pricing Mechanism of the Day Ahead Electricity Spot Market Auction. Acesso em Junho de 2014, disponível em EEX. http://cdn.eex.com/document/38615/gutachten_eex_ockenfels_e.pdf

International Energy Agency. (2013). Energy Policies of IEA Countries – Germany 2013 Review. Acesso em Junho de 2014, disponível em http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6113021e.pdf?expires=1402000879&id=id&accname=ocid54025470&checksum=12E79DC5A6EE300B52B31CC12EED9CFE

Bundesnetzagentur. (2014). Bundesnetzagentur. Acesso em Junho de 2014, disponível em Stake¬hold¬er in¬for¬ma¬tion: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/EN/Areas/Energy/AboutUs/aboutus-node.html;jsessionid=7BB323D0BBB066C32679D833703AF436

Bundesnetzagentur. (2014). Collection of company specific data. Acesso em Junho de 2014, disponível em http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/EN/Areas/Energy/Companies/CollectionSpecificData_Monitoring/CollectionCompSpecData_node.html;jsessionid=6E8048EBABD2DF99F688FD9D263B4B3E

Wik-Consult. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Estudy for the Australian Energy Regulator. Alemanha, 2011. 72p.

Perrin, Louis-Mathieu. *Mapping power and utilities regulation in Europe*. EY Analysis. França, 2013, 40 p.

Eureletric. Electricity Distribution Investiments: What regulatory frameworkd do we need? 2014. 43p.

Bundesnetzagentur. Monitoringreport. 2012. 285p.

Dlouhy, Alexander; Breuer, Daniel. Electricity Regulation: Germany 2014. 51-57p.

Ecofys Germany GmbH. Incentives to improve energy efficiency in EU Grids. 2013. 35p.

E´On. E.ON's European distribution business – Powering the energy system transformation. 2014. 59p.

Pratical Law. Electricity regulation in Germany: overview. 2014. 8 p.

Japão

NBR – The National Bureau of Asian Research. (2013). Reforming Japan's Electricity Sector. Acesso em 07 de novembro de 2014, disponível em http://www.nbr.org/research/activity.aspx?id=368

METI – Ministry of Economy, Trade and Industry. (2014). Electricity market reform in Japan. Acesso em 07 de novembro de 2014, disponível em http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/pdf/201410EMR_in_Japan.pdf

TEPCO – Tokio Electric Power Company. (2012). Electricity Rates. Acesso em 10 de novembro de 2014, disponível em http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/ir/kojin/ryoukin-e.html

TEPCO (2013) Electricity Supply Facilities – Underground Distribution Line Installation Rate. Acesso em 3 de dezemrbo de 014, disponível em http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/illustrated/electricity-supply/distribution-underground-e.html

TEPCO (2013) Electricity Supply Facilities – Underground Transmission Line Installation Rate. Acesso em 3 de dezembro de 2014, disponível em http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/illustrated/electricity-supply/transmission-underground-e.html

ELP – Electric Light & Power. (2014). Japan's new wlwctricity market. Acesso em 07 de novembro de 2014, disponível em

http://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-19/issue-7/features/japan-s-new-electricity-market.html

OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development. (2008). Energy Policies of IEA Countries – Japan. Acesso em 06 de novembro de 2014, disponível em http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6108181e.pdf?expires=1415286400&id=id&accname=ocid54025470&checksum=AA805C43273D439FA6D8D9DCE4B2153A

Jones, R. S., & Kim, M. (2013). Restructuring the Electricity Sector and Promoting Green Growth in Japan. Acesso em 06 de novembro de 2014, disponível em http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/5k43nxrhfjtd.pdf?expires=1415286415&id=id&accname=guest&checksum=D9E167FB1AA07B86DDB55EA80972CD4F

Asano, H., & Goto, M. (2013). The evolution of Japanese Electricity Market. In: F. P. SIOSHANSI, Evolution of Global Electricity Markets (pp. 715-738). San Diego, CA: Elsevier.

IEA – International energy Agency. (2014). The impact of global coal supply on worldwide electricity prices. Acesso em 10 de novembro de 2014, disponível em http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/ImpactGlobalCoalSupply_WorldwideElectricityPrices_FINAL.pdf

AMT-Law – Anderson Mori & Tomotsune. (2014). Electricity System Reform in Japan. Acesso em 11 de novembro de 2014, disponível em: http://www.amt-law.com/pdf/bulletins12_pdf/140106.pdf

Agency for Natural Resources and Energy Ministry of Economy, Trade and Industry. *The Electricity Utilities Industry Law*. Japão, 2003. 88p.

Ministry of Economy, Trade and Industry, METI. "*Public Power Business Power Supply Provisions Rate Calculation Rules*". Japão, 2012.

Documento Original: 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議

TEPCO. *Concept of Total Cost Calculation*. Japão. 12p.

TEPCO. Disponível em http://www.tepco.co.jp/index-j.html. Acesso em 16 de abril de 2015.

International Energy Agency, IEA. Energy Policies of IEA Countries, Japan 2008 Review. França, 2008. 220p.

Sato, Nagahide; Matsudaira; Sadayuki. Electricity Regulation 2014. Japão p. 112-118.

Mori, Anderson; Tomotsune. Electricity System Reform in Japan. Japão, 2014. p.7

China

Andrews-Speed, Philip (2012) Reform Postponed: The Evolution of China's Electricity Markets

Banco Mundial (2011) PPP Insights - The Expansion of China's Generation Capacity. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/PPPInsights/China_Energy_v1n1.pdf

EIA (2014) China Overview. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ch

The State Council of The People's Republic of China (2015) Home Page. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://english.gov.cn/

SERC (2012) Electricity and Regulatory Overview of China. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.ferc.gov/aper-forum/2012-agenda/08-01-12-HE.pdf

Kreab Gavin Anderson (2013) China's NEA Gains New Regulatory Powers. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.kreab.com/wp-content/uploads/sites/17/2013/07/National-Energy-Administration.pdf

State Grid (2015) Brief Introduction. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.sgcc.com.cn/ywlm/gsgk-e/gsgk-e/gsgk-e1.shtml

China Southern Power Grid (2015) About us. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.csg.cn/

China Electricity Council (2015) CEC in Brief. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://english.cec.org.cn/No.86.index.htm

Edwards, J, Todd. China's Power Sector Restructuring and Electricity Price Reforms. Asia Paper, Bélgica, v.6, n.2, 30 p., 18 de janeiro de 2012, ISSN 2034 5364.

Liu, Xiying. Electricity regulation and electricity market reform in China. School of Energy Research, Xiamen University. 25p.

National Development and Reform Commission on the Shenzhen conduct. Reform of electricity transmission and distribution. No. 2379. Anexo. China, 2014. Disponível em: http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggl/zcfg/201411/t20141104_639669.html. Acesso em 21/03/2015.
Documento Original: 输配电价改革试点的通知 发改价格【2014】2379号

National Development and Reform Commission on Shenzhen Power Supply Bureau Ltd.. 2015 2017 Reply electricity transmission and distribution. No. 2998. Anexo. China, 2014. Disponível em: http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggl/zcfg/201501/t20150115_660248.html. Acesso em 21/03/2015.
Documento Original: 2015年-2017年输配电价的批复 发改价格[2014]2998号

Qiu, Xin; Li, Honglin. Energy Regulation and Legislation in China. Environmental Law Institute. Washington, 2012. 16 p.

The Regulatory Assistance Project. China's Power Sector: A Backgrounder for International Regulators and Policy Advisors. 2008. 18 p.

Coreia do Sul

Kim, S., Kim, Y., & Shin, J. S. (2013). The Korean Electricity Market. In: F. P. SIOSHANSI, Evolution of Global Electricity Markets (pp. 679-713). San Diego: Elsevier.

KEPCO – Korea Electric Power Corporation. (2014a). Overview of Korea's Electric Power Industry. Acesso em 13 de novembro de 2014, disponível em http://cyber.kepco.co.kr/kepco/EN/B/htmlView/ENBAHP001.do?menuCd=EN020101

OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development. (2012). Energy Policies of IEA Countries: The Republic of Korea 2012. Acesso em 14 de novembro de 2014, disponível em http://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-policies-of-iea-countries-the-republic-of-korea-2012_9789264171497-en;jsessionid=5nsc5gcg5e4en.x-oecd-live-02

KEEI – Korea Energy Economics Institute. (s.d.). Publications. Acesso em 14 de novembro de 2014, disponível em http://www.keei.re.kr/main.nsf/index_en.html

KEMCO – Korea Energy Management Corporation. (s.d.). About the Corporation. Acesso em 17 de novembro de 2014, disponível em http://www.kemco.or.kr/new_eng/pg01/pg01030000.asp

Pittman, R. (2014). Which direction for South Korean electricity policy? Acesso em 18 de novembro de 2014, disponível em http://www.keei.re.kr/keei/download/keer/KEER14_1301_60.pdf

International Energy Agency, IEA. Energy Policies of IEA Countries, The Republic of Korea, 2012 Review. 140p.

Organisation for Economic Cooperation and development, OECD. Reviews of Regulatory Reform- Korea- Progress in implementing Regulatory Reform. OECD, 2007. 191p.

Young-Chang, Kim; Petrov, Konstantin. Recent Development of Restructuring of the Korean Power Sector. 2012. 20p.

Korea Electric Power Corporation, KEPCO. Cost Information for KEPCO's Electricity Rates. Coréia do Sul, 2010. 4p.

<u>África do Sul</u>

ESKOM. (s.d.). Company Information. Acesso em 22 de outubro de 2014, disponível em http://www.eskom.co.za/OurCompany/CompanyInformation/Pages/Company_Information.aspx

GNESD (2014) South African Electrification Programme. Acesso em dezembro de 2014, disponível em http://energy-access.gnesd.org/cases/22-south-african-electrification-programme.html

Department of Energy. (s.d.). Basic Electricity. Acesso em 22 de outubro de 2014, disponível em http://www.energy.gov.za/files/electricity_frame.html

Banco Mundial (2013) Power Market Structure: Revisiting Policy Options. Acesso em dezembro de 2014, disponível http://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/9780821395561_CH10

Newbery, D., & Eberhard, A. (2007). South African Network Infraestructure Review: electricity. Acesso em 23 de outubro de 2014, disponível em http://www.gsb.uct.ac.za/files/SAElectricityPaper08.pdf

Centro Internacional de Pobreza (2008) Kate Bayliss do SOAS: Lições da Crise de Eletricidade Sul-Africana. Acesso em dezembro de 2014, disponível em http://www.ipc-undp.org/pub/port/IPCOnePager56.pdf

DOE – Department of Energy Republic of South Africa. (2014). Basic Electricity. Acesso em 30 de setembro de 2014, disponível em http://www.energy.gov.za/files/electricity_frame.html

DOE (2014) Overview. Acesso em dezembro de 2014, disponível em http://www.energy.gov.za/files/au_frame.html

AMEU (2014) About us. Acesso em dezembro de 2014, disponível em http://www.ameu.co.za/MembershipStructures/AboutUs.aspx

NERSA – National Energy Regulator. (s.d.). About Nersa. Acesso em 22 de outubro de 2014, disponível em http://www.nersa.org.za/

THOPIL, G. A., & POURIS, A. (2012). International positioning of South African electricity prices and commodity differentiated princing. Acesso em 24 de outubro de 2014, disponível em http://www.sajs.co.za/sites/default/files/publications/pdf/Thopil_Review%20Article.pdf

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. Electricity Distribution Forms (D-FORMS) Manual/Guide. África do Sul, 2004. 7p.

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. Municipal Tariff Guideline, Benchmarks and proposed timelines for municipal tariff approval process for the 2015/16 financial year. Anexo 1. África do Sul, 2014. 23p.

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. Multi – Year Price Determination (MYPD) Methodology. Anexo 1. África do Sul, 2008. 24p.

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. Eskom's application for the 2015/16 Retail Tariff Adjustment. África do Sul, 2014. 13p.

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. Determination of the municipal tariff guideline for the financial year 2015/16 and Revision of Municipal Tariff. África do Sul, 2015. 22p.

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. Municipal Tariff determination process. Presentation to PPC on Energy Benchmarks. África do Sul, 2013. 21p.

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. Revenue Application - Multi Year Price Determination 2013/14 to 2017/18 (MYPD3) by ESKOM. África do Sul, 2013. 45p.

National Energy Regulator of South Africa, NERSA. The Mucipal Tariff Benchmarks for the 2014/15 financial year. Consultation Paper. África do Sul, 2013. 14 p.

Rússia

UK Practical Law (2014) Electricity regulation in the Russian Federation: overview. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://uk.practicallaw.com/6-527-2969?source=relatedcontent#a709185

Oksanen M. Karjalainen R., Viljainen S. e Kuleshov D. (2009) Electricity Markets in Russia, the US and Europe. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/ElectricityMarketsInRussiaUSandEU.pdf

Rosseti (2015) Company History. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.rosseti.ru/eng/about/history/

IEA (2014) Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia 2014. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/6114111e.pdf?expires=1423742710&id=id&accname=ocid54025470&checksum=151A781E75B2D0A577939B62ABCF2F02

Mosenergosbyt (2015) O kompanii: C nami prixodim svet!. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://old.mosenergosbyt.ru/portal/page/portal/site/company

Ministry of Energy of the Russian Federation (2015) Main Page. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://minenergo.gov.ru/en/

Rosseti (2015) About company. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.fsk-ees.ru/eng/company/about_company/

RAO UESR (2006) Company Structure. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.rao-ees.ru/en/info/about/str_comp/show.cgi?content.htm

FTS (2013) About Federal Tariff Service. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.fstrf.ru/eng/about

Rostechnadzor (2011) State regulation of nuclear and radiation safety in the RF. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/NEFW/WTS-Networks/IDN/idnfiles/Presentations-in-pdf-Necsa/Country_presentations/Russian-Federation-1.pdf

IMO (2004) Nodal pricing basics. Acesso em fevereiro de 2015, disponível em http://www.ieso.ca/Documents/consult/mep/LMP_NodalBasics_2004jan14.pdf

Federal Tariff Service. *"On approval of guidelines for the calculation and application of lowering (raising) the coefficients, helps ensure compliance with tariff levels established for the organizations performing the regulatory activity, the level of reliability and quality of goods and services"*. Order № 254-э/1 de 26 de outubro de 2010. Anexo. Moscou, 2010.

Documento Original: Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

Federal Tariff Service. *"On approval of guidelines to regulate tariffs using the method of return on invested capital"*. Order № 228-э de 30 de março de 2012. Anexo. Moscou, 2012.

Documento Original: Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала

International Energy Agency, IEA. Russia 2014. Energy Policies Beyond IEA Countries. França, 2014. 316p.

Ministry of Energy of Russia. "*On Approval of Guidelines for the calculation of the reliability and quality of goods supplied and services rendered to the organization managing the unified national (All-Russia) electric grid and regional network organizations*". Order № 296 a partir 26 de junho de 2010. (Registered in the Ministry of Justice of Russia 31.08.2010 № 18313).

Documento Original: Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций.

Cooke, Douglas; Antonyuk, Alexander; Murray, Isabel. Toward a More Efficient and Innovative Electricity Sector in Russia. International Energy Agency, IEA. França, 2012, 20 p.

Cooke, Douglas. Russian Electricity Reform 2013 Update: Laying an Efficient and Competitive Foundation for Innovation and Modernisation. International Energy Agency, IEA. França, 2013, 107 p.

Índia

Indian Power Sector (2012) History of Indian Power Sector. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://indianpowersector.com/about/overview/

Indian Power Sector (2012) Overview. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://indianpowersector.com/home/about/

Banco Mundial (2014) More Power to India: The Challenge of Electricity Distribution. Acesso em novembro de 2014, disponível em https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/18726/889060PUB0978100Box385252B00PUBLIC0.pdf?sequence=1

NTPC (2009) About us. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.ntpc.co.in/index.php?option=com_content&view=article&id=28:about-us&catid=31:general&Itemid=41&lang=en

IDFC (2010) Power distribution reforms in Delhi. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.idfc.com/pdf/publications/Delhi-Distribution-Reforms-Draft-Report.pdf

Ministry of Power (2004) About Ministry. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://powermin.nic.in/JSP_SERVLETS/internal.jsp

Ministry of Power (2014) Central Energy Authority. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://powermin.nic.in/ministry_of_power/central_electricity_authority.htm

IEX (2013) About us. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.iexindia.com/Aboutus/overview.aspx

PXIL (2014) About PXIL. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.powerexindia.com/PXIL/insidepage.aspx?id=9

Delhi Electricity Regulatory Commission (2014) Home page. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.derc.gov.in/

Ministry of New and Renewable Energy (2014) Introduction. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.mnre.gov.in/mission-and-vision-2/mission-and-vision/

KPMG (2009) Think Bric! India. Acesso em novembro de 2014, disponível em https://www.kpmg.de/docs/Think_BRIC_India.pdf

BSES (2013) What determines electricity tariff: a perspective. Acesso em novembro de 2014, disponível em http://www.bsesdelhi.com/docs/pdf/Delhi_Tariff_Economics.pdf

Ministry of Power. Tariff Policy. Índia, 2006. 26p.

Aggarwal, Veena. Electricity Governance in India: Regulatory Governance of Maharashtra Power Sector. The Energy and Resources Institute, TERI. Working Paper No. 21. Índia, 2014. 37p.

Forum of Regulators. Annual Reports. Disponível em: http://www.forumofregulators.gov.in/Annual_Reports.aspx. Acesso em 13 de abril de 2015.

Forum of Regulators. Model Regulations for Multi Year Distribution Tariff. Nova Deli, 2011. 38p.

Forum of Regulators. Model standard of performance regulations for distribution licensees. Índia, 2009. 42p.